

EUR 4766 f

COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

LIBRARY

**ÉTAT ET PERSPECTIVES
DE LA FILIÈRE DE RÉACTEURS À EAU LOURDE
À LA FIN DE L'ANNÉE 1970**

par

A. DECRESSIN, B. HAIJTINK, B. HUBER et S. ORLOWSKI

1972



**Direction Générale des Affaires Industrielles,
Technologiques et Scientifiques**

**Division Cycle de Combustible et Enrichissement de l'Uranium
Bruxelles**

AVERTISSEMENT

Le présent document a été élaboré sous les auspices de la Commission des Communautés Européennes.

Il est précisé que la Commission des Communautés Européennes, ses contractants, ou toute personne agissant en leur nom :

ne garantissent pas l'exactitude ou le caractère complet des informations contenues dans ce document, ni que l'utilisation d'une information, d'un équipement, d'une méthode ou d'un procédé quelconque décrits dans le présent document ne porte pas atteinte à des droits privés;

n'assument aucune responsabilité pour les dommages qui pourraient résulter de l'utilisation d'informations, d'équipements, de méthodes ou procédés décrits dans le présent document.

Ce rapport est vendu dans les bureaux de vente indiqués en 4^e page de couverture

au prix de FB 125,—

Prière de mentionner, lors de toute commande, le numéro EUR et le titre qui figurent sur la couverture de chaque rapport.

Imprimé par Ceuterick, Louvain
Luxembourg, février 1972

Le présent document a été reproduit à partir de la meilleure copie disponible.

EUR 4766 f

COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

**ÉTAT ET PERSPECTIVES
DE LA FILIÈRE DE RÉACTEURS À EAU LOURDE
À LA FIN DE L'ANNÉE 1970**

par

A. DECRESSIN, B. HAIJTINK, B. HUBER et S. ORLOWSKI

1972



**Direction Générale des Affaires Industrielles,
Technologiques et Scientifiques
Division Cycle de Combustible et Enrichissement de l'Uranium
Bruxelles**

RÉSUMÉ

On enregistre actuellement une désaffection assez générale pour la filière eau lourde comme le montre l'abandon récent de divers projets (projet ORGEL d'EURATOM, Marviken, EL 600, etc.).

L'état d'avancement, le potentiel technique et les perspectives économiques de différentes variantes à eau lourde sont discutés dans le cadre général du marché nucléaire 1970 et de son évolution probable.

Ce cadre apparaît profondément différent de celui qui existait il y a 10 ou 15 ans et cette différence explique pour une large part, selon les auteurs, la désaffection actuelle pour cette filière techniquement saine. L'évolution des caractéristiques économiques d'ici 1980 pourrait éventuellement recréer un cadre favorable à la compétitivité des réacteurs à eau lourde, mais il est à craindre qu'une industrialisation trop tardive de la filière ne constitue cependant un handicap insurmontable.

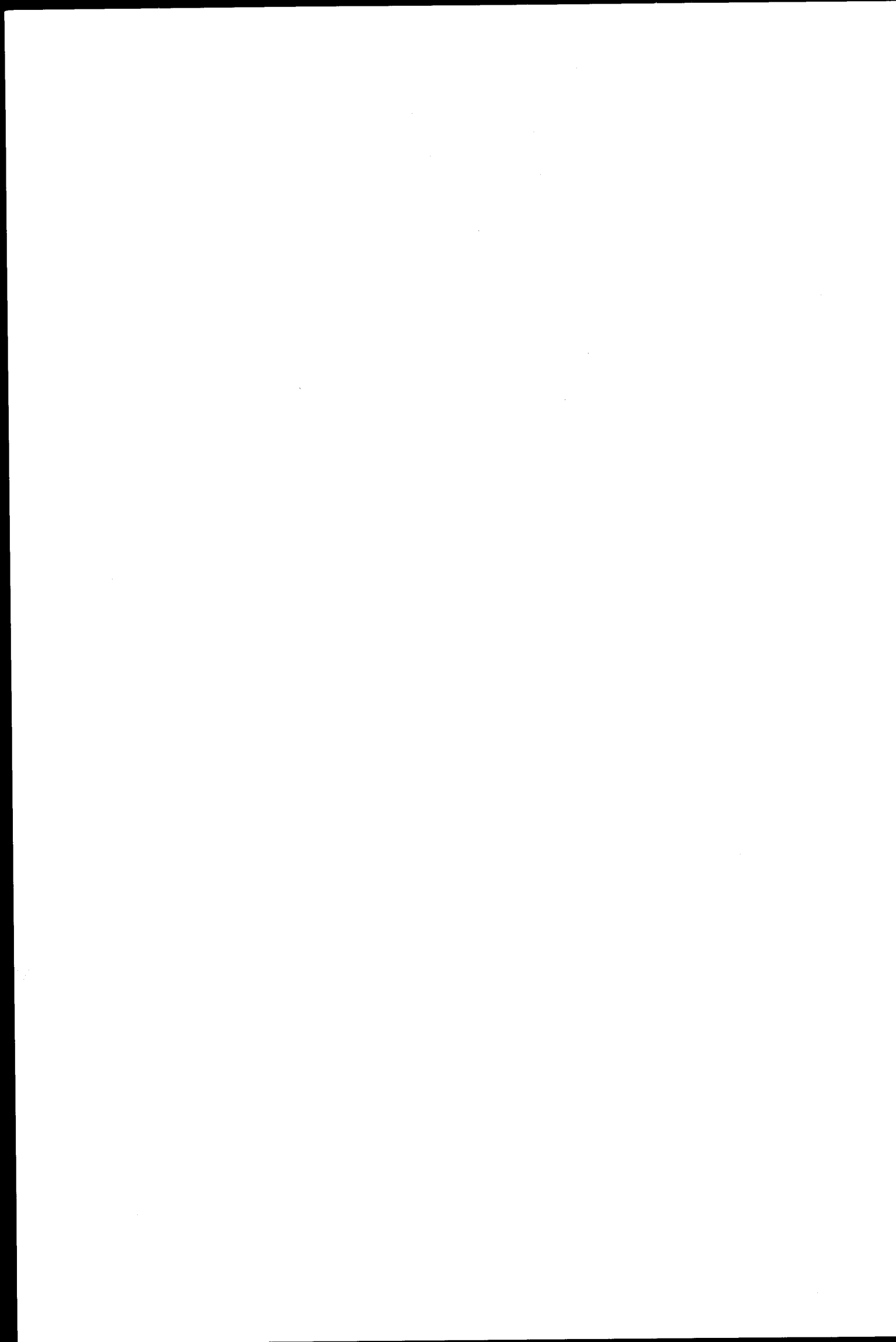
MOTS-CLÉS

HEAVY WATER MODERATED REACTORS
ECONOMICS
MARKET

TABLE DES MATIERES *)

	Page
1. Incertitudes techniques des différentes filières des réacteurs à eau lourde	5
1.1. Introduction	5
1.2. La filière CANDU-PHW	5
1.3. La filière Siemens-PHW	14
1.4. La filière SGHWR	16
1.5. Les autres filières à eau lourde	18
1.6. Conclusions	27
2. Perspectives de la filière à eau lourde	29
2.1. Augmentation de la puissance unitaire	29
2.2. Amélioration des performances du réacteur	29
2.3. Emploi des nouveaux composés d'uranium	30
2.4. Crédit et recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau lourde	31
2.5. Emploi du thorium	32
2.6. Production d'eau lourde	33
2.7. Conclusions	35
3. Situation de la filière à eau lourde vis-à-vis des autres filières de réacteurs et de l'environnement général dans les pays industrialisés	38
3.1. Le facteur économique	38
3.2. Le facteur d'indépendance	46
3.3. Le facteur de bonne gestion prospective	49
4. Le marché nucléaire potentiel à l'exportation (court et moyen terme)	56
4.1. Importance du marché des centrales nucléaires dans les pays en voie de développement (moyen terme)	56
4.2. Caractéristiques techniques du marché à l'exportation	57
4.3. Perspectives à moyen terme des centrales à eau lourde sur ce marché	58
4.4. Situation actuelle et conclusions	61
5. Les problèmes de financement de la filière à eau lourde et les bénéfices envisageables	64
5.1. Dépenses consenties dans le passé	64
5.2. Importance de l'effort financier nécessaire pour amener une variante de centrale à eau lourde à maturité	65
5.3. Bénéfices envisageables; conclusions	66
6. Perspectives générales de la filière eau lourde; conclusions	68

*) Manuscrit reçu le 25 novembre 1971



1. Incertitudes techniques des différentes filières de réacteurs à eau lourde

1.1. Introduction

Les divers concepts de réacteurs à eau lourde se distinguent en premier lieu par la nature du réfrigérant (D2O, H2O, organique ou CO2) et par le composant qui contient la pression du réfrigérant dans le réacteur, soit le tube canal (réacteur à tube de pression), soit la cuve du modérateur (réacteur à cuve de pression) (Fig. 1). Ces concepts ont été étudiés dans de nombreux pays au cours des quinze dernières années (tableau 1), mais tous les projets n'ont pas donné lieu à des réalisations; les centrales de puissance à eau lourde réalisées ou en cours de construction représentent cependant 6850 MWe.

Dans les sections 1.2., 1.3., et 1.4. ci-dessous sont traitées les filières les plus avancées, à savoir : CANDU-PHW, Siemens-PHWR et SGHWR. Seules ces filières ont déjà accumulé une expérience significative de réacteurs prototypes, qui leur permet d'être déjà proposées sur le marché et qui les rend techniquement susceptibles d'arriver à la maturité commerciale dans un avenir proche. La filière CANDU-PHW devance cependant de loin les deux autres par l'importance des réalisations achevées et en cours.

Dans la section 1.5. sont traitées ensemble les filières qui sont moins avancées (CANDU-BLW, CIRENE) ou dont le développement a été abandonné ou mis en veilleuse plus ou moins explicitement (filière suédoise et réacteurs refroidis au gaz carbonique et à l'organique).

1.2. La filière CANDU-PHW

1.2.1. Expérience de fonctionnement des réacteurs de la filière (NPD et Douglas Point

Deux centrales ont déjà fonctionné : la centrale de démonstration NPD depuis 1963 et la centrale prototype de Douglas Point depuis le début de 1967.

Tableau 1 : ECHEANCIER DES CENTRALES ET DES PROJETS A EAU LOURDE

Type	CENTRALES	PAYS	MWe	Année																				
				55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75
D ₂ O + Tubes pression	Carolinas CVTR	USA	17				X		■		●	▲	—	—	—	—	*							
	NPD 2 Rolphton	Canada	20	X			■				●	▲	—	—	—	—	—	—						
	Douglas Point 1	"	220				X		■						○	●	▲	—		○	▲			
	Pickering 1 & 2	"	2 x 500										X	■										
	Pickering 3	"	500													X	■				○	▲		
	Pickering 4	"	500													X						○	▲	
	Bruce 1,2,3,4	"	4 x 750														X	■						○
	Kanupp	Pakistan	125											X		■			○	▲				
	RAPP 1	Inde	200										X	■					○	▲				
	RAPP 2	"	200												X	■					○	▲		
	Kalpakkam 1,2	"	2 x 200											X							○	▲		
D ₂ O + c.p.	MZFR Karlsruhe	Allemagne	58								□	■		●	▲	—	—	—	—		○	▲		
	Atucha	Argentine	319													X	■							
	Agesta	Suède	10	X			■				●	▲	—	—	—	—	—	—						
	Marviken	"	140								X			■					†	○	▲			
H ₂ O* + t.p.	SGHWR Winfrith	Angleterre	100								■			X	●	▲	—	—			▲			
	Gentilly	Canada	250											X	□	■			∞		○	▲		
	Cirene Latina	Italie	35													X								
	A.T.R. Tsuruga	Japon	200													X								○
CO ₂ + t.p.	EL4 Monts d'Arré	France	70								X	■			●	—	—				○	▲		
	KKN Niederaichbach	Allemagne	100												■									
	Lucens	Suisse	7									■												
	Bohunice	Tchécoslo-	140				X		■						○	●	—	—	*	†	○	▲		
Org + t.p.	OCDR Projet	Canada				X				+														
	ORGEL Projet	EURATOM							X															
	HWOCR Projet	USA										X							+					
	DON	Espagne	30											X					+					
	DOR Projet	Danemark				X								+										

Légende : t.p. = Tubes de pression
 c.p. = Cuve de pression
 H₂O* = H₂ bouillante

x première annonce
 † Abandonné
 * Fermeture de l'installation

Prévu/actuel

□ = Début de construction
 ● = Criticalité
 ▲ = Puissance nominale
 — = Operationnel

NPD [8] (22 MWe)

NPD a été conçu comme centre de formation d'opérateurs et comme réacteur de développement. Dans ce but, il a été arrêté fréquemment pour examiner l'équipement d'essai et pour exécuter des modifications expérimentales. Des "campagnes de démonstration" visant des facteurs de charge élevés ont été entreprises lorsque le réseau demandait de l'électricité; des valeurs de 88, 93, 97 et 98% ont été obtenues dans les hivers de 63/64 à 66/67 durant des campagnes de 2 à 4 mois. De mars à septembre 1967, NPD a été arrêté pour être converti au refroidissement par eau lourde bouillante. Un facteur de charge de 87% a été atteint dans l'hiver suivant durant une campagne de 3 mois. Depuis 1968, le réacteur a donné toute satisfaction.

Douglas Point (200 MWe)

La centrale de Douglas Point représente la première centrale commerciale de la filière CANDU-PHW; elle sera suivie par celles de Pickering et Bruce. Quelques données caractéristiques sont reprises dans le tableau 2.

Le diagramme de fonctionnement de la centrale de Douglas Point est donné dans la figure 2.

Voici les dates de montée en puissance :

- criticalité	15.11.1966
- puissances	5% - 7.1.1967
	50% - 13.1.1967
	100% - mars 1968

Le tableau suivant donne les dates et les causes principales des arrêts majeurs.

Arrêt	Causes
24.1.67 - 18.3.67	Défaillance des paliers de quatre pompes principales (sur un total de 10)
12.4.67 - 16.6.67	Perforation d'un tube de calandre par une barre de booster
24.7.67 - déc. 67	Défaillance des joints des pompes principales - reconstruction des pompes.
mars 1969	Incident de chargement (voir la section 2.1.3.) et maintenance générale.

(Depuis mi-1969, la centrale fonctionne correctement).

Tableau 2

CARACTERISTIQUES DES CENTRALES CANDU-PHW

		Douglas Point	Pickering 1,2,3,4	Bruce 1,2,3,4
1. Puissance nette	MWe	203	4 x 508	4 x 750
2. Diamètre interne de la cuve	cm	599	804	846
3. Longueur du coeur	cm	500,4	594	594
4. Nombre de tubes de force		306	390	480
5. Diamètre interne des tubes	cm	8.25	10.34	10.34
6. Matériau du tube		Zr-2	1&2 Zr-2 3&4 Zr-Nb	Zr-Nb
7. Contraintes mécaniques du tube	psi	16,000	1&2 16,000 3&4 21,000	21,000
8. Rendement de la centrale	%	29.1	29.1	29.8
9. Température de sortie du coeur	°C	293	293	299
10. Puissance spécifique de fission	Max W/gm _U	31	32.2	35.8
	Moy W/gm _U	16.82	18.9	21.7
11. Puissance maximum du canal	MWth	2.75	5.125	5.82
12. Taux de combustion moyen	MWj/te	8800	9300	9600
13. Poids total d'U	Tonnes	41.5	92.3	114

L'historique et les perspectives à court terme de la centrale peuvent être résumés en citant M. Hurst [15] : "The 200 MWe Douglas Point reactor is still in its "shakedown" stage which the operations staff expect to see last for 5 years*, i.e. they do not feel that a meaningful on-line capability figure can be expected for another year or so".

1.2.2. Les éléments combustibles

Le tableau 3 donne les caractéristiques des éléments combustibles de la filière CANDU-PHW et schématise leur évolution.

Ces éléments se différencient dans leur principe des éléments combustibles des variantes de réacteurs à eau lourde SGHWR et Siemens PHW et des éléments des réacteurs à eau légère : la gaine vient en effet s'appuyer sur le combustible pendant la marche du réacteur.

Une sérieuse expérience du comportement en pile de ce type d'éléments a été acquise dans les réacteurs NPD et Douglas Point et peut être résumée ainsi (état au 1/4/70) [5] :

NPD Aucun des 856 éléments à 7 crayons chargés n'a eu de défaillance; quelques uns avaient dépassé de 20% environ la puissance linéique** maximale de projet (436 W/cm).

En ce qui concerne les éléments à 19 crayons, seuls un élément standard et un élément expérimental sur 1766 éléments chargés sont devenus défectueux pendant l'irradiation; plusieurs ont atteint la puissance linéique maximale de projet (250 W/cm).

Douglas Point 3632 éléments ont été chargés dans le réacteur au démarrage et 712 ensuite. Jusqu'au 4/3/70, 12 éléments ont été identifiés défectueux (comportant 40 crayons défectueux) et 5 autres canaux ont donné des signaux élevés, sans qu'un défaut ait pu être détecté à l'inspection sous eau. A noter qu'en mars 1968, lorsque le réacteur fut monté en pleine puissance, une cinquantaine d'éléments étaient à 119% de la puissance de projet (la surpuissance maximale prévue était de 10%). A cette date, les 12 éléments défectueux étaient en pile et tous avaient été placés à des positions de puissance élevée (voisine ou supérieure à la puissance de projet) après irradiation prolongée à des positions de puissance faible. Les ruptures de gaine sont attribuées à l'expansion rapide du combustible et à la ductilité réduite de la gaine, dues à l'irradiation précédente, probablement assistées par des amorces de rupture à la surface interne des gaines, dues à l'hydruration ou à une autre attaque chimique. [6] .

* A partir du 1er démarrage en janvier 1967; le réacteur devrait donc avoir surmonté ses difficultés de jeunesse et fonctionner de façon satisfaisante au début de 1972.

** Dans ce chapitre, la puissance linéique s'entend toujours par crayon.

Tableau 3

Evolutions des éléments combustibles des réacteurs CANDU-PHW

Centrale		N P D		Douglas Point	Pickering	Bruce
<u>Elément</u>						
Crayon par élément	--	7	19	→ 28	→	→
Diamètre	mm	82		→ 102	→	→
Eléments par canal	--	9		→ 12	→	→
Longueur	mm	495				→
<u>Crayons</u>						
Combustible		←	Oxyde d'Uranium naturel			→
Matériau de gaine	--	Zr-2			→ Zr-4	→
Diamètre de gaine	mm	25,4	15,25			→
Epaisseur de gaine	mm	0,64	0,38			→
Soudure de fermeture		à gaz inerte		→ par résistance		→
Dispositif d'espacement			fil soudé		→ plat brasé	→
Jeu combustible/gaine en fonctionnement		←	gaines appuyées sur le		combustible	→
<u>Conditions de fonct.</u>						
Pression du réfrigérant	Kg/cm ²	77,5		→ 96,5		→
Température de gaine max.	°C	288	284	301	304	
Puissance linéique	W/cm	434	246	503	528	
Taux de combustion, moy.	MWj/tU	6500	6330	8800	9300	9600
Séjour en pile, max.	an	6,2	2,6	2,6	2,5	

Remarques : Les données du tableau concernent les charges initiales. Celle de NPD était constituée d'une zone périphérique avec des grappes à 7 crayons et d'une zone centrale avec des grappes à 19 crayons. Uniquement ce dernier type a été utilisé pour le rechargement. Ultérieurement la soudure par résistance et l'espacement par des plats brasés ont été appliqués aux éléments de substitution de NPD, de même que les plats brasés sont appliqués aux éléments de substitution de Douglas Point.

L'expérience acquise ne permet pas de prononcer un jugement définitif sur le concept canadien d'élément à gaine appuyée sur le combustible; le nombre de défaillances dans Douglas Point paraît, cependant très acceptable s'il est rapporté au nombre des éléments chargés ($12/4344$ 0,3%) comme cela est fait dans les rapports canadiens [6] [8]. Mais il faut rappeler que seule une fraction des éléments chargés a déjà atteint le taux de combustion final (probablement de l'ordre de 600 éléments).

Les éléments des réacteurs de Pickering et de Bruce se distinguent de ceux de Douglas Point par le nombre de crayons, augmenté de 19 à 28, tout en conservant les dimensions du crayon, et par des performances plus poussées. La puissance linéique maximum est de 5% plus élevée pour Pickering que pour Douglas Point (tableau 3) et la puissance extraite du canal le plus chargé est de 14% plus élevée pour Bruce que pour Pickering (tableau 2). Le taux de combustion passe de 8800 MWj/t pour Douglas Point à 9300 pour Pickering et 9600 pour Bruce.

Une expérience de fonctionnement en pile de la filière devrait donc venir confirmer le bon comportement des éléments combustibles aux performances limites demandées pour les grands réacteurs.

On notera cependant que ces performances sont très voisines de celles des éléments combustibles utilisés dans les réacteurs de la filière en fonctionnement, ce qui n'est pas le cas, par exemple, pour la filière à eau légère où les taux de combustion demandés pour les réacteurs de la 2^e génération sont 1,5 à 2 fois supérieurs à ceux couramment obtenus dans les centrales en fonctionnement.

1.2.3. Les composants du réacteur

Le tableau 4 schématise l'évolution de certains composants (blindage, moyens de contrôle, pompes, échangeurs de chaleur et circuits primaires) du réacteur de Douglas Point aux réacteurs de la centrale de Bruce.

On examinera seulement ici certains problèmes liés à une des options essentielles de la filière canadienne, option que l'on ne retrouve pas dans la filière Siemens-PHW et qui a été abandonnée pour la filière anglaise (SGHWR); il s'agit du chargement-déchargement des éléments combustibles pendant la marche du réacteur*.

Deux conceptions, issues l'une des bureaux d'étude de la Canadian General Electric (CGE) et l'autre de ceux de l'AECL, ont donné lieu à des réalisations; la conception CGE a été retenue pour NPD et KANUPP, la conception AECL pour Douglas Point et Pickering.

* Comme on l'a vu, (parag. 1.2.1.), l'expérience de fonctionnement des autres composants de NPD et Douglas Point a été satisfaisante dans l'ensemble, à l'exception des pompes de Douglas Point; mais il s'agit là d'un incident spécifique sans lien avec la conception générale de la filière.

Tableau 4

Système (1)	Douglas Point	Pickering	Bruce
<u>Blindage du réacteur</u> - Ecrans thermiques axiaux - Ecran thermique radial - Blindage biologique	Plaques d'acier refroidies d'eau, séparées de la calandre Plaques d'acier refroidies d'air Béton lourd, refroidi d'eau	Idem, mais intégrées dans la calandre Plaques d'acier trempées dans le modérateur Idem	Billes d'acier refroidies d'eau intégrées dans la calandre Cuve à eau entourant la calandre Néant, la fonction est assurée par le blindage thermique
<u>Contrôle de réactivité</u> - Niveau de puissance - Forme de flux - Arrêt rapide - Effet de Xénon	a) 4 barres abs. mécaniques b) Niveau de modérateur c) Bore dans le modérateur Dispositif a) au-dessus Vidange du modérateur 8 barres de booster	a) 14 barres liquides (H_2O) b) Bore dans le modérateur Dispositif a) au-dessus a) 11 barres abs. mécaniques b) Vidange du modérateur (lent) 18 barres abs. mécaniques)) IDEM) a) 28 barres abs. mécaniques b) Empoisonnement du modérateur 27 barres de booster
<u>Circuit de refroidissement</u> - Nombre des pompes x Kw - Nombre de générateurs de vapeur x débit de vapeur en t/h - % de canaux avec mesure de débit (2) - Nombre (2) de joints non-soudés sans bouchons de canal - Nombre (2) de vannes à presse-étoupe - Nombre (2) de vannes à soufflet	10 x 930 8 x 145 100 3000 2000 -----	16 x 1400 12 x 245 5 1000 170 570	4 x 8200 8 x 525 5 250 75 500
Enceinte secondaire	Enceinte pour tenir à 1,4 atm absolu, avec douchage	Enceinte pour tenir à 1,4 atm absolu + bâtiment à vide avec douchage	IDEM

(1) Les nombres donnés s'entendent "par réacteur" - (2) approximatif

Les conceptions diffèrent tant par le positionnement relatif du réacteur et de l'atelier des machines que par les machines elles-mêmes et leur connection au réacteur.

A NPD*, les machines sont descendues dans la chambre du réacteur à travers un plafond blindé ouvrable, grâce à un bras suspendu à un charriot supérieur; les commandes des machines sont mécaniques. Les machines originales de NPD (Mark I) demandaient un effort de maintenance élevé et subirent des défaillances nombreuses pendant les premières années de fonctionnement. Des modifications successives et l'expérience ont permis d'éliminer pratiquement les défaillances de ces machines, qui exécutaient plus de 1100 opérations de chargement en marche jusqu'à 1969. En raison des ennuis initiaux avec les machines Mark I, des machines nouvelles (Mark II) ont été commandées en 1965. Ces machines ont été mises en service en 1969 et ont donné pleine satisfaction.

A Douglas Point*, dans une tentative de simplification, la chambre du réacteur et l'atelier de la machine ont un plancher commun sur lequel roule un charriot muni d'un bras supportant la machine; la porte blindée séparant chambre et atelier a causé de nombreuses difficultés (poids, étanchéité) et une autre disposition est retenue pour Pickering (machine suspendue à un charriot roulant sous un pont élévateur).

Les machines de Douglas Point diffèrent plus de celles de NPD par de nombreux détails (commandes hydrauliques; fermeture des canaux, etc.).

L'expérience de fonctionnement des machines a été courte et peu favorable; en effet, lorsque le réacteur fut démarré en novembre 1966, l'opération automatique des machines, qui est nécessaire pour le chargement en marche, n'avait pas encore été essayée et le chargement initial fut exécuté par commande manuelle. Par la suite, les opérateurs étaient trop engagés dans d'autres problèmes du réacteur pour achever les essais. En automne 1968, la connection machine-tête de canal coïncidait et ne pouvait plus être séparée normalement. Cet incident ainsi que la nécessité de charger le réacteur retardaient encore la mise en service automatique. En mars 1970, il était finalement possible de procéder au chargement en marche.

Les canadiens ont su tirer les leçons nécessaires de ces expériences et devraient en faire profiter la centrale de Bruce. Les machines accèderont aux chambres des réacteurs par en-dessous, comme à Pickering, mais le même couple de machines pourra servir les 4 réacteurs par un tunnel de liaison; quant aux machines elles-mêmes, leur dessin est remis entre les mains d'un bureau d'études fusionnant les deux équipes mentionnées plus haut, sous la responsabilité de la CGE; il devrait se rapprocher davantage de celui de KANUPP que de celui de Pickering.

* Références [6], [7] et [8]

On peut donc estimer que les éléments nécessaires au succès du chargement en marche du combustible de la filière CANDU-PHW sont réunis, mais l'expérience de fonctionnement des installations d'une grande centrale (Pickering, ou mieux, Bruce) fait défaut.

1.3. La filière Siemens-PHW (50 MWe) :

La filière est représentée par les centrales MZFR et d'Atucha (en construction dont les caractéristiques sont données au tableau 5).

1.3.1. Expérience de fonctionnement des réacteurs de la filière (MZFR) [9 7]

Une seule centrale a déjà fonctionné; bien que cette installation soit à buts multiples comme son nom MZFR l'indique (expériences d'irradiation et production de puissance) ses 5 années de fonctionnement ont été très instructives.

La figure 2 donne le diagramme de fonctionnement de la centrale.

Voici les dates de construction et de montée en puissance :

- Signature du contrat de construction	21.12.1961
- Criticalité	29. 9.1965
- Puissances	10% - 9. 3.1966
	100% - 21. 4.1966

Le tableau suivant donne les dates approximatives et les causes principales des arrêts majeurs :

Arrêt	Causes
Février à juillet 1966	?
Mars à novembre 1967	Accident de la machine de chargement
Juillet à décembre 1968	?
Mars à septembre 1969	Défaillance d'une pompe principale

Depuis que les modifications nécessaires ont été apportées à la machine de chargement et aux joints de têtes de canal et que le système de purification a été renforcé, le réacteur marche d'une façon extrêmement satisfaisante.

1.3.2. Les éléments combustibles

Les crayons des éléments combustibles de la filière Siemens-PHW sont très voisins des crayons de la filière PWR à eau légère.

En ce qui concerne l'expérience d'irradiation (état au début 1970 réf. [10]), plus de cent éléments du MZFR ont atteint le taux de combustion final. La plupart ont été inspectés dans la piscine et ont donné une bonne impression générale. Huit éléments ont eu des défauts. L'inspection détaillée de deux éléments a montré que les ruptures de gaine étaient dues à des défauts de fabrication qui devraient facilement être évités dans l'avenir.

TABLEAU 5

Caractéristiques des centrales Siemens - PHWR

		MZFR / 19 /	ATUCHA / 20 /
<u>Puissance</u>			
Puissance thermique	MWth	200	1100
Puissance électrique brute	MWe	57	340
Puissance électrique nette	MWe	50	319
<u>Réacteur</u>			
Diamètre du coeur actif	mm	3142	4543
Hauteur du coeur actif	mm	3678	5350
Nombre de canaux	—	121	253
Pas du réseau triangulaire	mm	272	—
Diamètre interne de la cuve	mm	4382	5360
Epaisseur de la cuve (base + recouvr.)	mm	134 + 7	220 + 5
<u>Élément combustible</u>			
Matériau combustible/gaine	—	UO ₂ /Zr-2	UO ₂ /Zr-4
Diamètre interne gaine	mm	11,7	11,9
Epaisseur de gaine	mm	0,6	0,5
Nombre de crayons par élément	—	37	36 (+ 1)
Diamètre des éléments	mm	96,6	—
Longueur des éléments	mm	1864	5400
Nombre d'éléments par canal	—	2	1
Puissance linéique max./moy.	Wth/cm	360/116	—/218
Température de gaine max.	°C	306	—
Taux de combust. final moyen	MWj/tU	5800	7000
<u>Circuit principal</u>			
Température entrée/sortie coeur	°C	252/280	272/306
Pression sortie coeur	Kg/cm ²	90	115
Nombre des pompes	—	2	—
Nombre des générateurs de vapeur	—	2	—

1.3.3. Les composants du réacteur

De 1966 à mars 1969 environ 230 canaux ont été rechargés pendant la marche du réacteur.

En mars 1967, la machine s'est levée du réacteur lors d'une opération de chargement, ce qui a donné lieu à une fuite d'eau lourde d'environ 2t* et à la séparation de l'élément combustible du bouchon de blindage. Ces deux pièces ont dû être retirées de la machine à l'aide d'outils manuels. L'incident était causé par l'action interpestive des vérins de levage due à une mauvaise conception (modifiée par la suite) et à l'obstruction d'un tuyau de piquage.

Au début, le chargement était alourdi par l'obligation de remplacer les joints d'étanchéité après chaque ouverture de canal. Par la suite, des joints plus adaptés ont été substitués.

Divers inconvénients initiaux étaient dus à la déposition imprévue de grandes quantités de produits de corrosion, principalement magnétite, dans le circuit primaire et dans la machine de chargement, par exemple :

- augmentation de friction dans les mécanismes et paliers de la machine;
- augmentation du rayonnement de la machine;
- affaiblissement des signaux d'aimant servant au positionnement de la machine;
- fuites aux joints d'étanchéité des canaux.

Ces problèmes ont été atténués considérablement par le renforcement du système de purification.

1.4. La filière SGHWR

La filière n'a donné lieu qu'à une seule réalisation de 100 MWe mais des offres pour des centrales de puissances diverses (300 à 600 MWe) ont été faites; quelques caractéristiques sont indiquées au tableau 6.

1.4.1. Expériences de fonctionnement des réacteurs de la filière

Une seule centrale fonctionne depuis 3 années; il s'agit du réacteur prototype SGHWR installé à Winfrith (puissance de la centrale 100 MWe)

Voir la figure 2. Les coefficients de charge réalisés sont assez faibles. Il faut cependant considérer que le réacteur comporte certains dispositifs expérimentaux.

* Environ une tonne entrainé dans le système de suppression de pression une piscine d'eau étant définitivement perdue. Le reste a été récupéré dans le système de ventilation à un titre isotopique d'environ 80%, et fut reconcentré.

TABLEAU 6

Caractéristiques des centrales SGHWR

		Prototype Winfrith 100 MWe	Centrale commerciale 350 MWe
<u>Puissance</u>			
Puissance électrique brute	MWe	100	377
Puissance électrique nette	MWe	92	350
Rendement thermique	%	30,3	31,15
<u>Réacteur</u>			
Diamètre du coeur actif	m	3,12	5,22
Diamètre de la cuve de modérateur	m	3,70	5,98
Hauteur du coeur actif	m	3,66	3,66
Hauteur de la cuve de modérateur	m	3,96	3,96
Pas du réseau carré	mm	260	260
Tube de force : \varnothing int./épais.	mm	130/5,1	130/5,1
Tube de calandre : \varnothing int./épais.	mm	184/3,3	184/3,3
<u>Combustible</u>			
Diamètre de combustible (UO ₂)	mm	14,5	14,5
Épaisseur de gaine (Zr-2)	mm	0,71	0,71
Nombre de crayons par grappe	—	36	36
Longueur de combustible	m	3,66	3,66
Température de gaine max.	°C	290	290
Puissance spécifique moyenne	Wth/g	14,3	17,8
<u>Circuit principal</u>			
Température entrée coeur	°C	275	278
Température sortie coeur	°C	281	284
Température sortie turbine	°C	278	278
Pression entrée coeur	Kg/cm ²	69,0	69,0
Pression entrée turbine	Kg/cm ²	63,3	63,3
Nombre des pompes de circulation	—	4	4
Puissance extraite	MWth	3,8	5,0
Vitesse de masse) canal le	Kg/cm ² s	0,296	0,434
Qualité de vapeur) plus chargé	%	11,3	10,75

1.4.2. Les éléments combustibles (Etat en septembre 1970 : [12])

Les éléments les plus chargés ont atteint un taux de combustion maximum de 12 000 MWj/tU. Ceci correspond à 7 000 MWj/tU moyen sur le canal, à comparer avec la valeur finale de projet de 21 000 MWj/tU. Un élément a fonctionné à une puissance linéique de 680 W/cm, 11 avec plus de 500 W/cm et 15 avec plus de 400 W/cm.

Des problèmes liés à la chimie de l'eau ont donné lieu à des dépôts d'oxydes de fer et de cuivre sur les crayons combustibles. Au milieu 1969, une des deux boucles du circuit primaire a été nettoyée chimiquement. Ce nettoyage a réduit considérablement l'activité du circuit et enlevé la plupart des dépôts sur les crayons.

Avant le nettoyage, 20 éléments ont défailli, dont 15 à cause de dépôts. 3 éléments ont subi des petites ruptures de gaine pendant les premiers 5 mois d'opération, sans doute à cause d'une contamination interne du fluor et de l'humidité. 15 autres éléments, jugés susceptibles à la défaillance par dépôt, ont été déchargés.

Depuis le nettoyage, 5 éléments défectueux ont été déchargés, tous provenant de la boucle non nettoyée. Ces défaillances peuvent donc être associées aux dépôts.

1.4.3. Les composants du réacteur (machine de chargement)

Bien que le chargement à l'arrêt ait toujours été considéré comme une possibilité raisonnable pour le SGHWR, "il a été décidé pour la centrale de Winfrith, de démontrer le chargement en marche" [13]. La machine de chargement a été "la pièce la plus difficilement réalisable de la centrale" [14]. Le chargement en marche n'a cependant pas été exécuté et le chargement à l'arrêt est maintenant accepté pour la conception des réacteurs futurs de la filière SGHWR.

1.5. Les autres filières à eau lourde

1.5.1. La filière suédoise [16] [17]

La filière suédoise est caractérisée par une cuve de pression et par un refroidissement à eau lourde bouillante avec surchauffe éventuelle. Dès 1957, la construction de la centrale d'Agesta (10 MWe + 55 MWth pour chauffage) équipée d'un réacteur à eau lourde pressurisée, a été commencée. La centrale a été mise en service au début de 1964 et sera exploitée jusqu'en 1974 au moins. A la fin de 1963 on a entamé la construction de la centrale de Marviken, conçue pour fournir 132 MWe net en opération à l'eau bouillante et ultérieurement 196 MWe net avec surchauffe. La centrale était matériellement complète et testée sans neutrons au printemps 1970.

Les problèmes suivants ont cependant empêché le démarrage :

- les prédictions des coefficients de vide et de température avaient évolué depuis 1966 dans un sens défavorable;
- la concentration de vapeur dans les canaux de surchauffe (laissés sans combustible) s'est montrée plus forte que prévue;
- certains suppléments matériels sont apparus nécessaires pour des raisons de sécurité.

Voici les dernières valeurs pour les coefficients de réactivité :

Etat du coeur	Vierge	A l'équilibre
Coefficient de vide	18 ± 6 pcm/%	14 ± 6 pcm/%
Coefficient de température	$-1,36 \pm 0,4$ pcm/°C	$-0,49 \pm 0,4$ pcm/°C

Les valeurs moyennes conduisent à des coefficients de puissance légèrement négatifs pour le coeur vierge et légèrement positifs pour l'état d'équilibre. Ces coefficients ne paraissent pas en principe prohibitifs*, mais la centrale de Marviken n'y est pas adaptée. Afin d'avoir une marge de sécurité suffisante dans le cas de certains accidents, il a paru souhaitable d'améliorer ces coefficients et il a été envisagé à cet effet d'espacer davantage les crayons combustibles.

La solution de ces problèmes aurait coûté de l'ordre de \$ 8 millions et remis la montée en puissance à l'automne 1972.

Il a été finalement décidé (17.4.1970) que la centrale ne serait pas achevée**. La motivation principale donnée par l'AB Atomenergi est que l'effort supplémentaire de développement et d'investissement estimé nécessaire en vue des études et essais récents n'est pas justifié en raison de l'absence d'intérêt dont font preuve les producteurs d'électricité pour ce type de réacteur, du budget nucléaire restreint et de l'importance d'autres travaux, en particulier du développement des réacteurs à eau légère.

L'abandon par la Suède de sa filière nationale après une dizaine d'années d'efforts, rendu plus spectaculaire par la fermeture d'une centrale quasi finie, est probablement l'exemple le plus frappant de l'hostilité actuelle de l'environnement industriel, économique et budgétaire, vis-à-vis des réacteurs à eau lourde en général.

* NPD, après sa conversion à l'ébullition, a fonctionné de façon satisfaisante avec des coefficients semblables à ceux estimés pour le réacteur de Marviken à l'équilibre.

** Il a été conclu ultérieurement que la conversion du réacteur à eau légère bouillante serait trop coûteuse (environ \$ 40 millions); il est probable qu'un générateur de vapeur à fuel oil sera construit pour alimenter le turbo-générateur. L'eau lourde (170 t) a été vendue à l'AECL, qui l'utilisera pour la centrale de Pickering.

1.5.2. Les réacteurs refroidis à l'eau légère biphasée

Outre le SGHWR, qui est traité plus haut (voir 1.4.), le refroidissement à l'eau légère biphasée a été étudié au Canada (Candu-PHW), en Italie (programme Cirene) et au Japon.

Le Candu-BLW [24]

La centrale de 250 MWe de Gentilly, dont la construction a été décidée en 1966 et qui a démarré en décembre 1970, est le réacteur prototype de la filière Candu-BLW. A la différence du SGHWR de Winfrith, le réacteur de Gentilly doit brûler de l'uranium naturel. Cette exigence rend la conception plus compliquée; en particulier le réacteur ne peut pas être sous-moderé afin de ne pas détériorer un bilan neutronique déjà précaire et le coefficient de puissance résultant est positif; d'autre part, le chargement doit être effectué en marche pour obtenir un taux de combustion économiquement satisfaisant.

A la différence du Candu-PHW, le réacteur de Gentilly a un axe vertical et une seule machine de chargement située au-dessus du réacteur. Les éléments combustibles à 18 crayons sont suspendus à un tirant central. La substitution des éléments usés de l'assemblage de canal se fait dans une piscine d'eau à l'extérieur de l'enceinte étanche. Quelques caractéristiques numériques de la centrale de Gentilly sont données dans le tableau 7.

L'AECL espère du Candu-BLW les avantages suivants par rapport au Candu-PHW au même état de développement [68] :

- une réduction de 10% du coût d'investissement, en raison du cycle direct, de l'inventaire en eau lourde plus faible et de la seule machine de chargement au lieu de deux;
- une réduction d'environ 10% du coût du combustible, en raison du rendement plus élevé et malgré un taux de combustion plus faible;
- une réduction du coût d'opération, en raison de l'absence de pertes d'eau lourde du circuit de refroidissement.

Deux ans de fonctionnement satisfaisant de la centrale de Gentilly pourraient donner à l'AECL la confiance pour proposer en 1973 des grandes centrales de Candu-BLW.

Le programme CIRENE [25] *

Le programme CIRENE a été mené depuis 1962 par le CISE avec le support financier et l'aide technique du CNEN et d'Euratom. En juillet 1967 le CNEN et l'ENEL ont signé un accord pour la construction d'un réacteur prototype de 35 MWe et l'association avec EURATOM n'a pas été renouvelée au delà du 31/12/68. La construction aurait dû commencer en 1970 et la criticalité était prévue pour 1973.

* Réf. : Rapport relatif au projet d'investissement du réacteur prototype CIRENE 8717/III/70 f, 6 mai 1970.

Tableau 7

Caractéristiques du Candu-BLW de Gentilly [24]

Géométrie du combustible	18 Uniform
Puissance linéique maximum	48 W/cm
Qualité de sortie	16,4%
Puissance électrique nette	250 MW(e)
Rendement net de la centrale	31.29%
Taux de combustion (moy.)	7000 MWj/teU
Nombre de canaux	308
Pas du réseau	11.00 in (27.94 cm)
Longueur du coeur	16.4ft (500 cm)
Diamètre interne du tube de pression	4.070 in (10.34 cm)
Epaisseur du tube de pression (Zr-Nb)	0.095 in (0.24 cm)
Epaisseur du tube de calandre (Zr-2)	0.040 in (0.10 cm)
Diamètre du crayon de combustible (UO ₂)	0.727 in (1.85 cm)
Epaisseur de la gaine	0.023 in (0.06 cm)
Flux de chaleur à la surface (max.)	99.1 W/cm ²
Température d'entrée du réfrigérant	513°F (267°C)
Poids total du D ₂ O	212 te
Poids total du combustible	66.7 teU

La puissance de 35 MWe paraît à présent très faible pour un réacteur prototype. Cependant, les promoteurs de la centrale prototype CIRENE estiment que cette centrale comporte les traits essentiels de la filière.

En effet :

- le coeur est assez volumineux pour être neutroniquement homogène, ce qui permet des extrapolations sûres au regard des formes des flux associés au cycle de combustible, des facteurs de puissance et des instabilités dues au coefficient de vide; il en est de même pour les effets de vidange, suite à la rupture des collecteurs.

- certains composants, comme la cellule (élément combustible, canal, pas du réseau), peuvent être directement transférés du prototype à la filière et les problèmes d'extrapolation de l'engineering que posent d'autres composants, par exemple : chaîne de maintenance, cuve, circuits, ne revêtent aucun caractère d'acuité.

Cependant, le prototype n'est pas pleinement représentatif ce qui concerne :

- les instabilités spatiales dues au Xénon. Le problème posé est, en effet, directement lié à la taille du coeur;

- le taux de combustion moyen, qui est de 4500 MWj/t, alors que celui de la filière devrait approcher du double de cette valeur. Les promoteurs ont cependant précisé que leur programme comporte des essais de combustion à taux élevés dans le prototype même. Toutefois, il subsiste encore actuellement une incertitude sur la durée de vie des éléments combustibles à gaine appuyée sur le combustible.

Enfin, il faut rappeler que le chargement du prototype s'effectue à l'arrêt, alors que les réacteurs à eau lourde brûlant de l'Uranium naturel sont généralement conçus pour être chargés en marche en raison de la faible marge de réactivité à consacrer à la combustion.

Selon les promoteurs, le choix du mode de chargement d'une centrale de la filière CIRENE est encore en suspens. Des études comparatives poussées, tenant compte d'une manière réaliste de toutes les conséquences de chargement - en particulier sur le facteur de charge - doivent encore être faites avant d'arrêter le choix définitif. Toutefois, cet aspect du prototype, qui pourrait être restrictif dans la perspective de la filière, n'est pas lié à la puissance choisie pour le réacteur.

Le programme japonais [64] [65]

Le programme eau lourde japonais a commencé dans le cadre de la politique de développement de réacteurs de fabrication nationale décidée par la JAEC en 1963; en mars 1966, une variante de réacteur à eau lourde refroidi à l'eau légère bouillante et brûlant un combustible à Uranium enrichi au Plutonium a été choisie car elle devait permettre :

- une bien meilleure utilisation du combustible que les LWR;
- une indépendance d'approvisionnement libérée des incertitudes concernant la réalisation et l'économie des usines d'enrichissement de l'Uranium;
- des réalisations rapides en évitant la construction d'un réacteur expérimental, pour aller directement à celle d'un réacteur prototype; de plus, l'expérience acquise avec les réacteurs à eau légère était précieuse;
- une compétition avec les LWR sur le plan de l'économie, en attendant l'avènement des réacteurs surgénérateurs de quelque type que ce soit.

Un prototype de 200 MWe environ est en cours d'étude détaillée [66]; le démarrage du réacteur est prévu* pour fin 1974 et les caractéristiques générales seraient les suivantes :

1. Type : réacteur fonctionnant à l'eau légère bouillante modéré à l'eau lourde
2. Puissance électrique : 200 MWe
3. Combustible :
 - a) Uranium légèrement enrichi pour la charge initiale
 - b) Uranium naturel avec du Plutonium pour le deuxième cycle pour démontrer le système d'auto-entretien du Plutonium
 - c) Gainage Zircaloy-2
 - d) Taux de combustion moyen 15 à 20 000 MWj/t
4. Coeur :
 - a) hauteur environ 4 m, ce qui est presque égal à la hauteur du coeur d'un réacteur à eau légère parce qu'au Japon l'installation pour la fabrication du combustible pour un réacteur à eau légère sera employée pour le recyclage.
 - b) tubes de pression en Zr-Nb ou Zircloy-2
5. Investissement en eau lourde : 0,4 à 0,5 T/MWe
6. Condition de la vapeur : au premier stade on appliquera une pression de vapeur saturée de 70 Kg/cm².

Ce type de réacteur devrait offrir les avantages tant techniques qu'économiques dus à un léger enrichissement, sans se heurter aux problèmes de la séparation isotopique de l'Uranium, puisqu'il utilise le Plutonium comme matière fissile d'appoint.

En particulier, ce réacteur évite, comme le SGHWR, le problème d'un coefficient de vide positif, car ce coefficient décroît encore plus vite avec l'enrichissement en Pu qu'avec l'enrichissement en U 235; il ne devrait donc pas poser de problèmes de contrôle et/ou de sécurité lors de la vidange accidentelle du réfrigérant hors du coeur.

Selon G.A. PON, de l'AECL, la Canada doit protéger l'avance acquise avec le réacteur de Gentilly dans le cadre de cette variante HWR car "le Japon suit de très près". [67].

* La "Power Reactor and Nuclear fuel development Corp." attend l'autorisation gouvernementale pour démarrer la construction.

1.5.3. Les réacteurs refroidis au gaz carbonique

Des études de réacteurs à eau lourde refroidis par le gaz carbonique ont été menées en France, en Allemagne, en Suisse et en Tchécoslovaquie et ont abouti à la réalisation des centrales prototypes EL4 (70 MWe), KKN (100 MWe), Lucens (7 MWe) et Bohunice (140 MWe). Certaines caractéristiques de ces réacteurs sont données dans la tableau 8.

La centrale EL4 [26] qui a atteint la criticalité en 1966, a eu des problèmes divers (fuites aux échangeurs de chaleur et aux jonctions des tubes canal, etc...) et a rarement fonctionné. Le coefficient d'utilisation d'énergie est de 0,8% et la puissance n'a pas encore dépassé 60% de la valeur nominale. Le re-démarrage du réacteur qui est actuellement arrêté, est prévu pour avril 1971.

La centrale KKN [27], non encore achevée, a rencontré des difficultés de construction, en particulier concernant l'assemblage de la calandre et des canaux. La criticalité, qui avait été prévue pour 1969 au début de la construction, l'est maintenant pour 1971. Le coût aurait également dépassé les prévisions et Siemens aurait déjà cherché une compensation auprès des pouvoirs publics.

Les conceptions initiales des réacteurs EL4 et KKN prévoyaient un combustible à uranium naturel gainé en beryllium afin de pouvoir sortir du gaz à température élevée (supérieure à 500°C). Le problème de la fragilisation du beryllium sous rayonnement n'a cependant pas pu être résolu. Pour cette raison, on a dû recourir à des gaines en acier inoxydable et, en conséquence, au combustible enrichi. Afin de pouvoir utiliser ultérieurement l'uranium naturel, on a étudié le gainage en alliage de zirconium. Cette solution, même avec des gaines corruguées pour améliorer l'échange de chaleur, aurait demandé, semble-t-il, un abaissement sensible - de l'ordre de 50°C - de la température du réfrigérant de KKN. Ce problème de gainage a été une des raisons essentielles de l'abandon du développement de la filière en France et en Allemagne.

La petite centrale souterraine de Lucens, qui avait atteint la criticalité en 1967 et la pleine puissance en septembre 1968, a été définitivement mise hors service en janvier 1969 par un accident. La destruction d'un élément combustible - probablement la cause primaire de l'accident - et la rupture de son canal ont conduit à la rupture de la calandre avec dégagement de la plupart du réfrigérant et d'une partie importante du modérateur dans la caverne, et avec contamination radioactive sévère de cette dernière. Cet accident a mis fin aux études de la filière en Suisse.

TABLEAU 8

Réacteurs à eau lourde refroidis au gaz carbonique [75]

		EL4	KKN	Lucens	Bohunice
<u>Données générales</u>					
Pays	---	France	RFA	Suisse	Tchécosl.
Début de construction	---	1962	1966	1962	1958
Criticalité	---	1966	1971	1966	-----
Puissance électrique nette	MWe	70	100	7	110
Rendement global	%	30,2	31,6	23,4	19,7
<u>Combustible</u>					
Enrichissement	%	1,4	1,15	0,96	nat
Matériau de combustible	---	UO ₂	UO ₂	U	U
Matériau de gaine	---	inox	inox	Mg-0,5Zr	Zr
Taux de combustion final	MWJ/t	10000	11600	3000	2850
<u>Réfrigérant</u>					
Pression entrée coeur	Kg/cm ²	60	60	60	60
Température entrée coeur	°C	235	253	221	111
Température sortie coeur	°C	475	550	386	435
<u>Divers</u>					
Investissement spéc. en D ₂ O	t/MWe	1,43	1,56	3,28	0,68
Température max. de la vapeur	°C	455	530	367	410

La construction de la centrale de Bohunice, commencée déjà en 1958, a pris un retard très important. En mai 1970, il a été rapporté [28], que la centrale ne serait utilisée qu'en installation de recherche lorsqu'elle démarrera en 1971. L'étude de la filière a été abandonnée parce que le développement de grandes unités durerait trop longtemps*. En même temps la construction d'une centrale PWR de provenance russe a été annoncée.

1.5.4. Les réacteurs refroidis par un liquide organique

Les réacteurs à eau lourde refroidis par un liquide organique ont été étudiés dans de nombreux pays (cf tableau 1).

Les trois programmes les plus importants ont été le programme ORGEL [29] d'EURATOM (1960-1969), le programme OCCR de l'AECL (1957-1961) et le programme HWOOR de l'USAEC (1964-1967).

Le premier programme a été arrêté en raison d'un manque d'intérêt de la part des industries et des producteurs de la Communauté; les deux autres ont été arrêtés afin de concentrer les efforts financiers et humains exigés pour développer et amener à maturité les filières de référence canadienne (CANDU-PWR) et américaine (LWR). [30]

Les études de l'HWOOR conduites par Atomics International Combustion Engineering [31], l'avant-projet d'une centrale prototype ORGEL de 250 MWe réalisé par GAAA-Interatom-Montecatini [32], ont montré, comme les travaux de l'AECL, de l'USAEC et de l'EURATOM, que le concept était techniquement solide et probablement le plus prometteur du point de vue économique parmi les différents concepts de réacteurs à eau lourde.

Aucune centrale à eau lourde et à refroidissement organique n'a cependant été réalisée.

Le réacteur d'essai ESSOR, construit à l'établissement d'ISPRA du CCR dans le cadre du programme ORGEL fonctionne depuis 1967, mais sans ses boucles à organique.

Seul le réacteur d'essai WR1 construit à l'établissement Whiteshell de l'AECL fournit une expérience de fonctionnement d'un réacteur D2O-organique; le réacteur (40-60 MW thermiques) présente de nombreuses caractéristiques représentatives d'un grand réacteur de puissance; son fonctionnement est excellent depuis sa mise en service en 1965.

Aussi, malgré l'absence d'un programme officiel, l'AECL considère-t-elle toujours le liquide organique comme le réfrigérant le plus prometteur à long terme; il serait même envisagé de proposer en 1972 la construction d'un prototype [33].

* C'est probablement la cuve de pression qui poserait des problèmes.

1.6. Conclusion

Le fonctionnement des centrales de Douglas Point, MZFR et Winfrith SGHWR a démontré que ces filières de réacteurs à eau lourde ne posaient aucun problème insurmontable.

Comme pour toutes les filières en développement, des difficultés importantes ont été rencontrées pendant les premières années de fonctionnement des prototypes. On peut citer :

- les fuites d'eau lourde du circuit de refroidissement (Douglas Point, MZFR);
- les difficultés avec les machines de chargement en marche (Douglas Point, MZFR, SGHWR - où le chargement à l'arrêt a été adopté);
- les problèmes dus à la déposition de produits de corrosion dans le circuit de refroidissement (MZFR et SGHWR);
- la défaillance des pompes principales (Douglas Point) bien qu'il s'agisse probablement d'un cas spécifique et isolé.

On peut constater que :

- 1) aucune de ces difficultés n'est directement liée à la modération par l'eau lourde;
- 2) par contre, le refroidissement par l'eau lourde et le chargement en marche ont posé des problèmes dans les cas où on a voulu les appliquer;
- 3) les autres difficultés sont liées au refroidissement par l'eau (lourde ou légère) en général; des difficultés semblables sont d'ailleurs rencontrées dans les réacteurs de la filière à eau légère;
- 4) les problèmes rencontrés ont été davantage des problèmes de mécanique (machines, joints, pompes, etc...) que des problèmes concernant les matériaux;
- 5) le comportement des éléments combustibles a été satisfaisant* et n'a jamais imposé l'arrêt des réacteurs. Les taux de rupture sont comparables à ceux rencontrés récemment dans les réacteurs à eau légère; la situation paraît cependant moins favorable pour ces derniers, car leur expérience repose souvent sur un taux de combustion 1,5 à 2 fois inférieur à la valeur nominale visée.

On ne peut donc guère plus parler d'incertitudes techniques concernant les centrales à eau lourde offertes présentement sur le marché. Cependant, il faut s'attendre encore à des négligences pouvant entraîner des difficultés démesurées nuisant à la rentabilité de la centrale par des pertes de production d'électricité ou par des remplacements coûteux de composants ou d'eau lourde; de même certaines difficultés de construction ne peuvent être exclues.

* Mises à part les ruptures de gaine rencontrées dans le SGHWR, qui étaient la conséquence de dépôts, problèmes maintenant résolus.

Ces risques sont à mettre en balance avec les attraits économiques ou politiques des filières, tant que la filière eau lourde ne sera pas arrivée à une maturité industrielle.

Dans cette optique, les principales variantes se présentent ainsi :

La CANDU-PHW comporte le système de chargement le plus parfait du point de vue physique, mais aussi le plus délicat du point de vue technique. L'expérience sur ce système n'est pas encore concluante. Nous avons aussi noté les nombreuses innovations incorporées dans les centrales de Pickering et de Bruce. D'autre part, le CANDU-PHW est doté du plus grand effort de développement et, plus important encore, d'un large programme de réalisations qui devrait lui permettre d'arriver à la maturité technique.

Le MZFR a démontré un fonctionnement excellent depuis un an (disponibilité du réacteur de 98%) avec des pertes d'eau lourde très faibles (2,5 l par jour). Le problème difficile de l'étanchéité des canaux a été particulièrement bien résolu. Le système de chargement du Siemens-PHWR, qui a été particulièrement simplifié pour la centrale d'Atucha, (abandon de l'inversion axiale) semble au point. Il reste cependant le problème décisif de la cuve à pression pour les grandes unités (voir parag. 2.1.).

En ce qui concerne le SGHWR, sa simplicité technique et la continuité de conception adoptée lui permettraient probablement d'accéder à la maturité technique avec seulement une ou deux grandes réalisations.

2. Perspectives de la filière à eau lourde

La perspective la plus importante des réacteurs à eau lourde consiste dans la réduction de l'investissement spécifique, soit par la réalisation de grandes unités et la standardisation, soit par l'amélioration des performances. Une autre possibilité est la réduction du prix d'eau lourde.

Un abaissement du coût du cycle de combustible est espéré par la substitution de l'oxyde d'uranium par des composés d'uranium de densité plus élevée.

L'emploi du thorium ou du plutonium a pour but de diminuer aussi bien le coût d'installation qu'éventuellement le coût du cycle, et d'améliorer l'utilisation de la matière fissile.

Ces perspectives se présentent en général différemment pour chaque variante des réacteurs à eau lourde.

2.1. Augmentation de la puissance unitaire

Il paraît que la réalisation d'unités très grandes ne pose pas de problème particulier pour les réacteurs à tube de force (CANDU et SGHWR). La puissance unitaire de 1500 MWe, qui est envisagée pour les réacteurs CANDU-PHW ou BLW succédant à la centrale de Bruce, dépasse celle des plus grands réacteurs à eau légère en construction (1200 MWe environ).

Par contre, la cuve à pression pose un problème de premier ordre pour la réalisation d'unités importantes du Siemens-PHWR. Siemens a déjà offert à des conditions fermes des PHWR de 600 MWe avec cuve en acier [22] et des unités nettement plus grandes paraissent réalisables théoriquement [23]. La construction de telles cuves demande cependant un équipement d'atelier nouveau, ce qui conduit à un coût prohibitif de la cuve, si cet investissement n'est pas supporté par un nombre important de réalisations.

En 1967, Siemens avait présenté [21] le projet d'un réacteur de 600 MWe avec une cuve en béton précontraint, pour laquelle Siemens a développé une conception originale basée sur l'emploi de pièces préfabriquées. La machine de chargement ainsi que les pompes principales et les échangeurs de chaleur sont intégrés dans la cuve, ce qui conduit à une réduction sensible de l'inventaire en eau lourde. La cuve en béton précontraint, qui pourrait résoudre définitivement le problème des grandes unités, est toujours jugée intéressante; il n'existe cependant pas encore de solution satisfaisante pour l'isolement thermique et les études ont été arrêtées par manque de financement.

2.2. Améliorations des performances du réacteur

Pour améliorer les performances du réacteur, deux voies sont envisageables : l'augmentation de la puissance volumique et l'amélioration du rendement thermique.

L'augmentation de la puissance volumique est recherchée en poussant les performances des éléments combustibles vers leurs limites intrinsèques et, éventuellement, par une division plus fine de la grappe.

Une amélioration substantielle du rendement thermique peut être obtenue en développant des systèmes capables de fournir de la vapeur surchauffée.

L'AECL envisage la surchauffe indirecte, par l'intermédiaire du réfrigérant organique (voir aussi 1.5.4.) et la surchauffe directe, c'est-à-dire dans le coeur du réacteur, en extrapolation de la variante CANDU-BLW. L'objectif est un rendement de l'ordre de 40%, à comparer au rendement des centrales actuelles, qui est de 29 à 30% pour les CANDU-PHW et de 31% pour le CANDU-BLW. Les températures visées sont de 425°C pour le liquide organique et de 450°C à 500°C pour la vapeur surchauffée directement. Pour ces températures l'AECL développe des tubes ayant comme matériau de base un alliage de Zr à haute résistance mécanique (contenant un ou plusieurs des appoints suivants : Sn, Mo; Nb, Al, Si) et comme recouvrement un alliage de Zr résistant à la corrosion (par exemple Zr-1, 1 Cr - 0,1 Fe ou ozhennite).

A la différence de ce qui se passe pour le programme canadien, la surchauffe de la vapeur n'est plus étudiée pour l'instant dans le cadre de la filière SGHWR. Le développement d'alliages de Zr pour ce but, qui serait à long terme et de succès incertain, n'est pas considéré car les efforts actuels concernent essentiellement les problèmes immédiats. L'emploi d'acier pour les gaines et les tubes de force ne serait pas une solution avantageuse en raison de la pénalisation neutronique.

2.3. Emploi des nouveaux composés d'uranium

L'AECL développe le combustible U_3Si , qui a une densité d'uranium plus élevée que l' UO_2 et qui promet une réduction du coût de fabrication par kg d'uranium contenu, en particulier si les crayons sont coextrudés avec leurs gaines en alliage de zirconium, et une augmentation légère du taux de combustion. L'AECL prévoit un avantage économique de 0,05 à 0,1 mill/kWh. Le développement est au stade des irradiations d'éléments en vraie grandeur; l'application commerciale ne serait pas envisagée avant 1972 [7]. Ceci paraît cependant très tôt.

Siemens juge l' U_3Si intéressant pour son PHWR, mais ne lui consacre aucun effort de développement, car ce matériau ne convient pas aussi pour ses réacteurs à eau légère, parce que le gonflement devient inadmissible aux taux de combustion élevés en usage dans ces réacteurs. Pour cette raison, l'emploi d' U_3Si est proscrit probablement aussi pour le SGHWR.

Pour le réacteur refroidi au liquide organique, l'AECL prévoit l'emploi du combustible UC, qui a également une densité d'uranium plus élevée que l' UO_2 .

2.4. Crédit et recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau lourde

Du point de vue d'une bonne utilisation du combustible, le plutonium est mieux brûlé dans les réacteurs rapides que dans les réacteurs thermiques. Mais, étant donné que la commercialisation des "surgénérateurs" ne sera pas immédiate (date au "plus tôt" 1985?) et que le stockage du plutonium jusqu'à cette date pourrait coûter trop cher, on est conduit à envisager le recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques.

Le crédit du plutonium est donné par la différence entre son prix de revient et le prix qu'on peut obtenir sur le marché.

Le fait que l'uranium fissile peut être substitué par le plutonium permet d'assigner une valeur théorique à ce dernier (valeur de substitution théorique). Le prix d'un gramme d'uranium fissile est d'autant plus élevé que le combustible est enrichi. Ainsi la valeur de substitution pour le plutonium fissile est de 14 \$/g pour les réacteurs rapides, de 7 \$/g environ pour les LWR (3% enrichi) et de 5 \$/g environ pour les HWR à uranium naturel (*). Ces valeurs théoriques ne tiennent cependant pas compte de l'augmentation du coût de fabrication de l'élément combustible due à ; l'emploi du plutonium. En conséquence, la valeur d'équivalence (**) du plutonium est plus faible que la valeur de substitution théorique.

L'emploi du plutonium dans un certain type de réacteur n'est économique que si le prix de revient du plutonium est inférieur à sa valeur d'équivalence pour ce réacteur.

Si on suppose un coût de retraitement de 30 \$/Kg de combustible irradié, ce qui représente à peu près le coût actuel, le prix de revient du plutonium fissile provenant des réacteurs à eau lourde à uranium naturel s'élèverait à 11,5 \$/g (***) environ. Cette valeur est donc plus élevée que la valeur d'équivalence du plutonium fissile pour les HWR et LWR. Il n'est donc pas actuellement économique de récupérer le plutonium contenu dans le combustible irradié des réacteurs à eau lourde et uranium naturel afin de le brûler dans des réacteurs commerciaux existants.

-
- (*) Ces valeurs sont basées sur les prix de l'USAEC de 1968, et tiennent compte que la réaction de réactivité entre l'uranium et le plutonium fissile dépend du type de réacteur dans lequel le combustible est utilisé.
- (**) Par valeur d'équivalence du plutonium, nous entendons la valeur pour laquelle l'emploi du plutonium conduit au même coût de l'électricité que l'emploi de l'uranium.
- (***) Cette valeur est basée sur une teneur de 2,6 g de plutonium fissile par kg de combustible irradié (exemple d'un CANDU-PHW).

Pour l'avenir, on s'attend à une réduction du coût de retraitement en général et une réduction particulière est espérée des installations conçues spécialement pour le retraitement du combustible des réacteurs à eau lourde. Si on admet qu'une réduction jusqu'à 15 \$/kg est possible, le prix de revient du plutonium fissile est de 5,8 \$/g. Avec cette valeur on atteint le seuil d'un recyclage économique du plutonium des HWR dans les LWR; un avantage sensible pourrait par contre être obtenu lorsque le plutonium sera utilisé dans les réacteurs rapides (*) et si, par exemple, le prix de l'uranium enrichi augmente.

Ce qui précède est valable, bien entendu, pour les HWR à uranium naturel. Pour les variantes enrichies, par contre, le prix de revient du plutonium fissile produit est plus faible, en raison de sa concentration plus élevée dans le combustible irradié, qui est par exemple de l'ordre de 4 à 5 g/kg dans le cas du projet japonais (ATR, voir 1.5.2.).

Pour les HWR en général et en particulier pour les variantes refroidies à eau légère et à liquide organique, il semble avantageux pour des raisons d'économie et de sécurité d'utiliser un combustible enrichi. Si l'on fait ce choix, le recyclage du plutonium prévu dans le programme japonais ATR se justifie par des considérations d'indépendance des installations d'enrichissement et de conservation des devises étrangères. **

2.5. Emploi du thorium

L'emploi du thorium, conduisant à la production d'U-233, a été étudié dans le cadre de plusieurs programmes de réacteurs à eau lourde, en particulier pour le Siemens-PHWR, pour ORGEL, pour le HWOCR et pour CANDU.

Il semble que les caractéristiques physiques de ce cycle s'adaptent mieux à un réseau quasi-homogène du combustible, plutôt qu'aux réseaux hétérogènes utilisés généralement dans les réacteurs à eau lourde. Un tel réseau quasi-homogène est facilement réalisable dans un réacteur à cuve de pression, mais pas dans un réacteur à tubes de force. Le Siemens-PHWR se prête donc particulièrement bien au cycle à thorium.

Les caractéristiques proposées pour le Siemens-PHWR à thorium [69] ressemblent beaucoup à celles d'un PWR à eau légère; à noter en particulier :

- réseau quasi-homogène des crayons combustibles; absence de tubes-canal;
- rapport volumique modérateur (combustible de 7,5 à comparer à la valeur d'environ 17 pour le PHWR à uranium naturel; puissance volumique plus élevée que pour le PHWR à uranium naturel, d'où possibilité d'extraire environ 3 fois plus de puissance d'une même cuve de pression;
- taux de combustion de l'ordre de 25000 MWj/t et chargement du combustible à l'arrêt du réacteur.

* Valeur du Pu supérieure à 15 \$/g.

** "In case of use of Umetal fuel Pu can be produced with the initially charged fuel in an amount more than needed for the self sustained cycle".

U₂Si: réf. : NJS - Tr 162 "Analysis and evaluation of D₂O reactors" Nochizuki nov. 70.

Une étude faite par Siemens et le centre de Jülich a montré qu'avec le prix actuel de l'uranium, il n'est pas économique de viser un coefficient de conversion supérieur ou égal à l'unité, même en faisant des hypothèses très optimistes sur le coût de fabrication et de retraitement du combustible. Par contre, le fonctionnement en convertisseur a été jugé intéressant [22]. Le programme national, dans le cadre duquel ces études avaient été faites, a cependant été abandonné. (*)

D'après une étude faite dans le cadre du Projet ORGEL [70], l'économie du cycle à thorium se compare défavorablement à celle du cycle à l'uranium avec recyclage du plutonium. Ceci resterait même valable si l'on admet des variations drastiques des coûts de fabrication et de retraitement du combustible, de l'enrichissement de l'uranium et du minerai d'uranium. Il semble cependant que dans cette étude, le potentiel de réduction du coût du réacteur ait été sousestimé.

L'AECL considère le cycle à thorium comme une perspective prometteuse des réacteurs CANDU, quel que soit le réfrigérant utilisé, eau lourde, eau légère bouillante ou liquide organique. D'après W.B. Lewis, les études auraient montré la possibilité de réaliser un coût du cycle très faible avec la variante proposée sous la dénomination "valubreeder" [71]. Ce cycle est conçu pour tirer plein avantage d'un prix de vente élevé de l'Uranium 233 produit.

2.6. Production d'eau lourde

Avant d'examiner les perspectives de la production d'eau lourde il paraît utile d'en résumer succinctement l'historique et la situation présente.

2.6.1. Situation aux Etats-Unis

La partie essentielle de l'eau lourde existante dans le monde provient des installations de l'USAEC, qui sont basées sur l'échange bitherme eau/hydrogène sulfuré.

En 1950, l'installation prototype de Dana (40 t/an) a démarré. En 1952, les grandes usines de Dana et de Savannah River ont été mises en service et ont ensuite atteint chacune une production de 500 t/an. En 1957, lorsque les besoins d'eau lourde des réacteurs de Savannah River avaient été satisfaits, les usines ont été arrêtées à l'exception d'un tiers de Savannah River qui est encore en service (180 t/an). L'USAEC ne prévoit ni la remise en opération des installations arrêtées, exigeant des dépenses trop élevées, ni de construction nouvelle.

* L'étude du cycle à thorium n'est poursuivie en Allemagne que dans le contexte du THTR.

2.6.2. Situation au Canada

Les usines canadiennes sont basées sur le procédé d'échange bitherme eau/hydrogène sulfuré, développé aux Etats-Unis.

En 1964, "Deuterium of Canada", la filiale canadienne de Deuterium Co. a obtenu de l'AECL la commande de 5 productions annuelles de 200 t D2O au prix de 45 \$/ can./kg. Le marché était lié à la condition que le gouvernement de la Nouvelle Ecosse devienne propriétaire majoritaire de la firme. Pour cette fourniture on commença la construction de l'usine de Glace Bay, construction qui était ensuite retardée par des problèmes divers. En 1966, l'AECL fit l'offre d'étendre la capacité de l'usine à 400 t/an avec une garantie d'achat pour 5000 t D2O au prix moyen de 40 \$/ can./kg. A cette occasion, le gouvernement de la Nouvelle Ecosse insista pour devenir propriétaire unique de la Deuterium of Canada. La Deuterium Co. céda alors sa participation.

En 1968, lors des essais de démarrage, les échangeurs de chaleur se montrèrent corrodés par l'eau de mer stagnante. Les négociations sur le financement de la réparation sont encore en cours; il est même possible que l'AECL reprenne l'installation. Le coût de la réparation a été estimé à 40 millions de \$ can., à comparer aux 105 millions du coût de construction. Le retard de l'usine de Glace Bay a conduit à la pénurie actuelle d'eau lourde au Canada.

L'usine de la Canadian General Electric à Port Hawkesbury, également d'une capacité de 400 t/an, a récemment commencé la production. En raison de l'augmentation du coût de construction, la CGE cherche à obtenir de l'AECL une augmentation du prix de l'eau lourde, qui avait été fixé, comme pour Glace Bay, à 40 \$/ can./kg.

L'usine de l'AECL à Bruce (Douglas Point) d'une capacité de 800 t/an est en début de construction.

2.6.3. Situation en dehors de l'Amérique du Nord.

La production d'eau lourde en dehors de l'Amérique du Nord est très faible, comme le montre le tableau suivant :

Pays	Usine	Capacité (t/an)
Norvège	Norsk Hydro	20
Suisse	Emser Werke	3
France	Mazingarbe	20
Inde	Nangal	14
	TOTAL	57

Deux usines sont en construction en Inde, l'une à Baroda (capacité : 74 t/an; procédé : NH_3/H_2) et l'autre à Ranapratap Sagar (capacité : 100 t/an; procédé : $\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2\text{O}$).

2.6.4. Perspectives.

Les perspectives à court terme de la production d'eau lourde seront déterminées par le fonctionnement des grandes usines canadiennes. L'expérience des usines de Glace Bay et, à un degré moindre, de Port Hawkesbury a montré que leur technologie avancée est encore susceptible d'entraîner des difficultés imprévues. Ainsi, le coût de revient réel de l'eau lourde provenant de ces usines sera certainement supérieur au prix de 40 \$ can./kg, sur lequel les contrats de fourniture avaient été basés. Cette valeur paraît cependant réalisable avec une technologie ayant atteint la maturité industrielle.

Le procédé d'échange ammoniacal/hydrogène, qui est développé en Europe, promet un coût de revient de l'eau lourde comparable à celui du procédé américain, mais avec des capacités plus faibles (de 50 à 150 t/an).

A plus long terme, une réduction sensible du prix de l'eau lourde paraît possible par des procédés nouveaux, parmi lesquels l'échange amine/Hydrogène est particulièrement prometteur [72]. Le coût de l'eau lourde prévu pour ce procédé est de 28 \$/kg environ, si l'installation est associée à une usine d'ammoniacal, ce qui est possible jusqu'à une capacité de 150 t/an environ, et de 33 \$/kg, dans le cas où le procédé est alimenté par de l'eau [37].

L'évolution dans le passé et les prévisions du prix d'eau lourde sont représentées dans la figure 2 ter.

Notons que l'incertitude sur l'avenir des réacteurs à eau lourde et la grande capacité future des usines canadiennes (**) n'incitent pas les constructeurs potentiels à des efforts importants de développement.

2.7. Conclusions.

Les réacteurs à eau lourde ont un potentiel considérable d'amélioration économique. Citons à ce sujet M. HURST de l'AECL :

"The 750 MWe units of the Bruce type may later be followed by 1500 MWe units incorporating improvements resulting from operating and design experience or development for which a unit energy cost reduction of almost 1 mill/kWh may be expected (*). Changing the reactor coolant or fuel cycle may offer a further economic advantage but if a prototype is required, some difficulty may be encountered competing with the established line for the investment funds" [15].

(*) Le coût escompté de l'électricité produite par la centrale de Bruce est de 3,5 mills/kWh, moins un revenu de 0,2 mill/kWh pour le combustible usé.

(**) En 1978, date de démarrage du dernier réacteur du programme canadien actuel, les usines canadiennes devraient avoir produit environ le double de l'eau lourde nécessaire à ce programme.

Le tableau 9 donne l'effet économique des perspectives diverses et montre que les réacteurs à eau lourde se comparent sous cet aspect favorablement aux réacteurs à eau légère.

Le Siemens-PHWR est pour le moment bloqué par le problème de la cuve pour les grandes puissances unitaires; la conception à cuve de pression lui ouvre cependant deux perspectives particulières, l'intégration du circuit primaire dans une cuve en béton et l'emploi avantageux du thorium dans un réseau quasi-homogène.

En raison de l'incertitude sur la valeur économique et la possibilité de réalisation des diverses perspectives, nous ne pouvons pas classer les filières par ordre d'intérêt. Toutefois, nous croyons que leur succès dépend davantage de l'effort de développement et de construction consenti. Le CANDU, déjà devançant les autres filières par le nombre et la taille des réalisations, est dans la position favorable d'une filière nationale avec le support important de l'AECL et des producteurs d'électricité. Le Siemens-PHWR par contre manque de marché domestique, supportant le développement à court terme, et des fonds publics, supportant le développement à long terme. En conséquence, Siemens a cessé tout travail spécifique au HWR au delà de l'achèvement de la centrale d'Atucha. Le Siemens-PHWR profitera cependant du développement du PWR, en raison de la grande ressemblance de ces deux conceptions.

Pour le SGHWR anglais, seulement des développements à court terme sont poursuivis pour le moment, essentiellement l'augmentation des puissances unitaire et volumique. La réalisation d'au moins une des constructions en vue en Ecosse et en Australie serait extrêmement importante pour le progrès immédiat de cette variante. A plus long terme, la multiplicité des développements dans plusieurs pays (Angleterre, Canada, Japon, Italie), reliée par des accords de collaboration, est un atout particulier des réacteurs à eau lourde refroidis par l'eau légère bouillante.

TABLEAU 9

Effet relatif des tendances sur la position concurrentielle de CANDU par rapport à LWR / 63 7.

Tendances possibles qui influencent l'économie	Facteurs condition- nant la tendance	Résultats économiques comparés	
		LWR (mills/kWh)	CANDU
1. Augmentation du rendement thermique net jusqu'à 36%	Développement	-.19	-.24
2. Augmentation de 25% de la puissance spécifique	Développement	-.06	-.08
3. Diminution de 25% du coût de l'eau lourde	Développement	0	-.09
4. Diminution de 25% du coût de l'enrichissement de l'uranium		-.09	0
5. Diminution de 12% du coût d'installation	Expérience	-.24	-.32
6. Augmentation de la taille de l'unité de 750 MWe à 1500 MWe		-.30	-.41
7. Diminution de 15% du coût de fabrication du combustible	Volume	-.06	-.07
8. Augmentation de \$/9/kgU du coût de l'uranium	Demande/offre	+1.18	+1.13
9. Diminution de \$/8/kgU du coût de retraitement	Volume	-.01	-.03
10. Augmentation de \$/5/g du prix du plutonium	Demande	-.12	-.20
11. Changement du taux des charges fixes de 8% à 9%		+1.16	+1.22
12. Raccourcissement de la période de construction	Expérience	-.05	-.08

Remarques : 1) Ces chiffres ne sont pas additifs. Si on ne considère que des tendances affectant le capital, il en résulte une réduction nette de 0.46 mill/kWh dans le cas de LWR et de 0.78 mill/kWh dans le cas de CANDU.
 2) La centrale nucléaire prise comme référence pour cette analyse est constituée par 2 unités de 750 MWe
 3) Pour un LWR on a considéré un taux de combustion à l'équilibre de 30 Mwd/kgU.

3. Situation de la filière à eau lourde vis-à-vis des autres filières de réacteurs et de l'environnement général dans les pays industrialisés.

Les trois facteurs ci-après conditionnent essentiellement l'environnement dans lequel la filière à eau lourde doit se situer par rapport aux autres filières de réacteurs :

- le facteur économique qui englobe les coûts du développement des différentes filières et les bénéfices que l'on attend d'elles, les unes par rapport aux autres ou par rapport à l'énergie classique; il se traduit en chiffres par les dépenses globales à consentir pour l'établissement d'une filière dans un pays donné, par le prix du Kw installé de la centrale nucléaire, par le prix du Kwh produit, etc...
- le facteur d'indépendance qui concerne l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement en combustible et, à moindre degré, l'affranchissement des techniques étrangères.
- le facteur de bonne gestion prospective qui reflète le souci de ne pas dilapider le patrimoine mondial en combustibles aux dépens des générations à venir.

L'importance attachée respectivement à ces trois facteurs par les organismes ayant pouvoir de décision a considérablement évolué durant la dernière décennie; il en est résulté un changement de l'environnement défavorable aux réacteurs à eau lourde qu'il convient d'examiner facteur par facteur.

3.1. Le facteur économique.

Le facteur économique est devenu prépondérant.

L'épanouissement spectaculaire de la filière à eau légère aux Etats-Unis qui a forcé les portes du marché de l'énergie en est une première cause.

L'effritement progressif de l'importance du facteur politique a joué aussi dans ce sens, comme on le verra plus loin.

Dans ces circonstances, l'opinion des producteurs d'électricité a désormais un poids décisif.

3.1.1. Coût global d'un programme à eau lourde par rapport à d'autres programmes nucléaires.

Les évaluations faites à ce sujet ne peuvent évidemment donner que des indications grossières, compte tenu du caractère incertain des nombreux facteurs mis en cause. Un accord se dégage cependant pour estimer que le total des investissements à consentir * pour

* Il s'agit là non pas d'éventuelles dépenses de R and D encore à consentir, mais bien davantage des investissements en usines de fabrication de combustible, de production d'eau lourde, en usines de séparation isotopique, en centrales nucléaires, en usines de retraitement du combustible, etc. Les dépenses de R and D effectuées dans le passé pour amener les filières dans leur état présent sont évidemment exclues de ces évaluations.

installer une à quelques dizaines de milliers de Megawatts en centrales à eau lourde et à uranium naturel est voisin * de celui nécessaire à l'installation d'une capacité identique en centrales à eau légère et uranium enrichi [34] [35]. Par contre, un programme de réacteurs graphite-gaz à uranium naturel nécessiterait des dépenses plus importantes.

3.1.2. Coût spécifique de l'installation d'un réacteur à eau lourde (HWR)

Le coût global d'installation d'un réacteur peut être divisé en trois catégories : coût de l'installation (y compris l'investissement en eau lourde mais en excluant la première charge du combustible), les frais de site, les intérêts intercalaires et les augmentations qui interviennent pendant la construction.

La filière à eau lourde a des coûts d'installation plus élevés que la filière à eau légère, filière qui aujourd'hui est prise comme base de comparaison.

Une des raisons principales en est le coût additionnel de l'investissement en eau lourde. Cet investissement varie beaucoup selon la variante considérée ** et diminue lorsque la taille de la centrale augmente (Fig. 2 bis). On trouve, dans l'ordre de pénalisation décroissante les variantes à uranium naturel CANDU PHW, Siemens PHWR, et Gentilly, puis les variantes à combustible enrichi (U235 ou Pu) SGHWR et ATR (Japon).

D'autres raisons au supplément du coût global de la filière à eau lourde sont imputables aux facteurs suivants :

- la puissance spécifique plus basse par litre de coeur *** ce qui conduit à un coeur plus grand que celui d'un réacteur à eau légère;
- le système de chargement plus compliqué (quand le système de chargement en marche est appliqué);
- le système de reconcentration de l'eau lourde et l'eau lourde d'appoint.

* La comparaison est à l'avantage de l'eau lourde pour les programmes d'ampleur modérée; l'avantage disparaît pour des programmes plus ambitieux, le coût d'un programme eau lourde encadrerait alors à $\pm 10\%$ environ le coût d'un programme eau légère.

** Cet investissement représente environ 14% du coût global d'un CANDU (eau lourde à 45 \$/Kg); il serait 3 à 4 fois inférieur pour un SGHWR de même puissance (500 MWe environ).

*** Due à une aire de diffusion plus grande de la filière modérée à l'eau lourde, ce qui amène à des pas de réseaux plus élevés.

Il en résulte qu'à cause du coût élevé de l'installation, la filière à eau lourde est plus sensible aux augmentations et aux retards dans la construction.

Puisqu'il n'est pas possible de savoir si le temps de construction d'un type quelconque de centrale à eau lourde (qui est actuellement plus long d'un an à un an et demi) [36] peut devenir plus court que celui d'une centrale à eau légère, à partir du moment où les deux filières ont atteint un niveau égal de développement, les postes intérêts intercalaires et les augmentations qui interviennent pendant la construction contribuent aussi à l'excédent du coût global de la filière à eau lourde.

Les frais du site (l'administration et la formation du personnel incluses), qui contribuent pour un pourcentage faible au coût global de l'installation, n'ont aucune incidence significative sur les deux variantes.

Pour éviter les difficultés que l'on rencontre quand on doit formuler des valeurs absolues du coût spécifique d'installation d'une centrale, on donne ici des références qui viennent d'être publiées et qui comparent la filière à eau lourde avec la filière à eau légère, dans des conditions bien définies.

Aux Etats-Unis [37], le coût spécifique d'une centrale à eau lourde de taille optimale, dont le démarrage serait prévu en 1975, est estimé être de 40% plus élevé que celui d'une centrale à eau légère avec des caractéristiques comparables.

On prévoit une augmentation ultérieure de ce supplément du coût jusqu'en 1980-85, et ensuite une diminution jusqu'à 20% vers la fin du siècle (voir tableau ci-dessous).

Etendue du coût prévu des centrales (\$/Kwe) après un programme de recherche et développement approprié - Conditions USA [37].

Année de démarrage	1975	1980	1985	1990	2000
LWR	200-240	170-210	160-190	155-185	150-180
HWR	280-340	270-330	220-260	200-240	180-220

Dans la Communauté Européenne, où la firme Siemens a développé les filières PWR et PHWR, le supplément du coût d'installation d'un PHWR (puissance entre 600 et 1000 MWe) est estimé aux environs de 30-35%, aujourd'hui et à court terme [38]. En France, l'EDF a estimé récemment qu'une centrale HWR de 2 x 600 MWe (type PHWR-EL 600) installée sur le site de Fessenheim aurait un coût total de capital supérieur d'environ 65% à 40% à celui d'une centrale LWR de 2 x 890 MWe (suivant le constructeur de cette dernière); une correction d'effet de taille a été effectuée par le CEA afin d'obtenir une comparaison sur la base uniforme de 2 x 890 MWe; le coût de la centrale HWR serait alors de près de 50% supérieur à la meilleure offre LWR; ce pourcentage descendrait à environ 20% si l'on fait des estimations de tendance, supposant un développement industriel important [39].

Les comparaisons de coûts faites par les canadiens [15] donnent, pour un réacteur de type CANDU (Bruce) un coût d'installation unitaire supérieur seulement de 10 à 15% à celui d'une centrale à eau légère de 800 MWe à terminer en 1973, le coût d'installation unitaire pour Bruce étant estimé) 245 \$/Kwe (dollars canadiens).

Ces données sont en contraste avec les autres valeurs; le futur montrera si elles sont justifiées.

Pour que la filière à eau lourde puisse rester en concurrence avec la filière à eau légère, le faible coût du cycle de combustible de la filière à eau lourde doit compenser son coût global d'investissement plus élevé.

Pour atteindre ce but, la valeur de la charge annuelle à appliquer au capital peut être décisive.

3.1.3. Prix de revient comparés du Kwh produit par une centrale à eau lourde et par une centrale à eau légère.

La comparaison des prix de l'énergie électrique de diverses origines (classique ou nucléaire) est extrêmement délicate: les prix varient avec le temps, le contexte économique national, le site de la centrale, l'état d'avancement industriel de la filière dans le cas d'une origine nucléaire, le constructeur, etc...

Afin d'éviter au mieux de mélanger ces effets d'une manière inadéquate, on a procédé de la façon suivante :

Les comparaisons économiques entre filière à eau lourde et filière à eau légère faites ces dix dernières années par différentes personnalités ou organismes (réf. 39 à 47) ont été recensées.

Les prix de revient du Kwh indiqués pour une centrale HWR ou LWR ont été classés en deux catégories : la première contient les prix "de tendance", c'est-à-dire les prix que l'auteur estimait, à l'époque de son étude de comparaison, devoir être atteints dans le futur après un certain développement; la deuxième contient les prix "actuels", c'est-à-dire les prix résultant d'un appel d'offre mettant en concurrence les deux types de centrales à l'époque de l'étude, ou encore les prix que l'auteur estimait devoir être pratiqués en une telle occasion.

Les références retenues indiquent souvent prix "de tendance" et prix "actuels" ce qui a facilité le classement.

Les prix du Kwh, de provenances très diverses, ont été rendus homogènes à 3 contextes économiques définis au tableau 10 * et appelés, d'une façon très schématique, de types "canadien", "anglo-français", "USA", en liaison avec les taux de charges annuelles pratiqués dans les pays correspondants.

TABEAU 10

Contexte	Type canadien	Type anglo-français	Type USA
Charges annuelles	6%	9,5%	13,75%
Facteur de charge de la centrale	80%	75%	80%

Les pourcentages d'écart entre les prix HWR et LWR ont été alors calculés en fonction de l'année à laquelle a été effectuée l'évaluation ** et sont présentés fig. 3; deux droites de régression ont été tracées, l'une (A) pour les prix de "tendance", l'autre (B) pour les prix "actuels". Ces deux droites limitent le domaine des coûts de l'énergie fournie par les réacteurs à eau lourde.

Il faut noter que l'extrapolation de la droite (B), qui limite à présent avec (A), le domaine d'écarts de prix des 2 filières HWR et LWR, jusqu'à l'année 1985 par exemple, n'aurait pas de sens. A cette époque, la filière LWR aura en effet largement atteint sa maturité, si ce n'est pas déjà le cas, et la filière HWR aura dû faire de même (ou elle aura disparu). Les prix obtenus en 1985 seront donc des prix "actuels" confondus avec les prix "de tendance".***

* Le calcul est très simplifié car une rigueur excessive dans ce domaine paraît illusoire.

** Il résulte évidemment de cette façon de faire que la taille des centrales est variable; elle est voisine de 300 MWe sur la gauche de la figure (1958) et de 1000 MWe sur la droite de la figure (1970).

*** La droite (B) se déformerait donc, sur la fig. 3, entre 1970 et 1985 en une courbe qui viendrait se confondre avec la courbe (A) vers 1985.

On peut alors tirer les conclusions suivantes:

a) la compétitivité d'une centrale à eau lourde avec une centrale à eau légère de même puissance dépend fortement du taux d'intérêt et des charges annuelles sur le capital:

- le coût du Kwh HWR est et restera probablement toujours * supérieur ou, au mieux égal, au coût du Kwh B/PWR aux Etats-Unis et dans les pays où les taux d'intérêt sont élevés et où les charges annuelles qui en dépendent sont nettement supérieures à 10 %; en effet le domaine limité par les droites (A) et (B) est au dessus de l'axe des abscisses;

- le coût du Kwh devrait être encore supérieur au coût du Kwh B/PWR dans les pays comme la France et l'Angleterre où les charges annuelles avoisinent 10 % (courbe (B)), cependant les coûts seraient certainement compétitifs si un effort de développement industriel suffisant était consenti pour amener une sous-filière eau lourde à un état de maturité voisin de celui de la filière à eau légère (courbe (A));

- le coût du Kwh HWR serait analogue au coût du Kwh B/PWR dans les pays comme le Canada où le taux d'intérêt est faible; en effet le domaine limité par (A) et (B) est à cheval sur l'axe des abscisses. Le Kwh HWR pourrait cependant devenir plus avantageux si un effort de développement industriel important, du genre de celui actuellement entrepris au Canada, était consenti.

b) La différence de maturité industrielle des deux filières, eau légère et eau lourde, est essentiellement responsable de la différence entre les coûts de l'énergie; elle conduit à pénaliser le coût de l'énergie fournie par la seconde de l'ordre de 20 %, lorsque l'on fait des comparaisons dans l'état de la technologie du moment et dans le contexte de la Communauté.

La pénalisation pour manque de maturité de la filière HWR est due en bonne partie à un manque d'expérience qui conduit à des coûts directs élevés (cf. parag. 3.1.2.); indirectement ce manque d'expérience n'encourage pas à commander des centrales de très grande puissance qui bénéficieraient pourtant de l'effet de taille entraînant des réductions des coûts spécifiques et du coût de l'énergie très importantes **. Il faut signaler aussi des temps de construction trop longs et un volume de commandes pour le combustible insuffisant, dont les effets nuisibles sur le coût du Kwh sont cependant plusieurs fois inférieurs à celui des investissements excessifs.

* Les projections dans l'avenir ont été arrêtées à 1985; au-delà de cette date, il faudrait en effet probablement faire intervenir d'autres filières, en particulier la filière à neutrons rapides.

** Le PWR le plus puissant engendrera 1200 MWe environ en 1974/75 le HWR le plus puissant engendrera 750 MWe environ en 1976; or l'effet de taille a une incidence économique plus marquée sur les HWR que sur les LWR.

Les centrales à eau lourde ne semblent pas présenter d'intérêt économique dans le contexte actuel de la Communauté; cependant un vigoureux effort de développement industriel pourrait amener cette filière à maturité et la rendre aussi intéressante que la filière à eau légère.

Cette conclusion est évidemment soumise aux incertitudes du futur concernant, en particulier, l'évolution des taux d'intérêt, des prix de l'uranium et du plutonium, de l'eau lourde et de l'unité de travail de séparation (U.T.S.) dans l'opération d'enrichissement de l'uranium.

On notera cependant que des variations raisonnables sur ces différents postes en faveur de la filière HWR ne permettent pas de combler l'écart de prix actuel entre cette filière et la filière LWR (x); l'effort industriel est donc une condition de compétitivité inéluctable.

Mais une fois accompli, cet effort pourrait se montrer à moyen et long terme plus rentable qu'on ne le prévoit ici en raison des tendances de prix plus favorables à la filière à eau lourde (augmentation du prix de l' U_3O_8 , de l'uranium enrichi, diminution du prix de l'eau lourde).

3.1.4. Incidences d'un enrichissement du combustible

Les motifs suivants peuvent inciter à enrichir le combustible d'un réacteur HWR :

- diminuer le coût direct qui est relativement élevé dans le cas d'une variante (parag. 3.1.2.) à uranium naturel;
- simplifier la partie nucléaire;
- rendre intrinsèquement stable le réacteur pour faciliter le contrôle ou/et pour des raisons de sécurité en cas d'accident.

Les variantes à uranium naturel sont caractérisées par un bilan neutronique extrêmement serré, dont une partie raisonnable doit être consacrée à obtenir un épuisement du combustible économiquement attirant. Ceci:

- conduit à des rapports volume modérateur/volume combustible qui limitent la puissance par litre de coeur;
- implique des chargements-déchargement du combustible pendant la marche du réacteur (installations compliquées et coûteuses)
- limite les possibilités d'aplatissement du flux;
- peut entraver d'éventuelles améliorations des performances du combustible, qui sont souvent liées à une augmentation de la quantité de matériaux de structure absorbants dans le coeur; ceci incite à rechercher et développer des matériaux de structure moins absorbants, au prix d'effort coûteux et pas toujours couronnés de succès (xx).

(x) Une diminution de 25 % du prix de l'eau lourde, supposée à 45 \$ le kg, entraîne une diminution du prix du kWh HWR de l'ordre de 1/10 de mill; l'augmentation du prix de l'UTS décidée par l'USAEC de 26 \$/kg (1969) à 32 \$/kg (1971) entraîne aussi une augmentation de l'ordre de 1/10 de mill sur le prix du kWh LWR.

(xx) Cas du béryllium, qui a coûté la vie à la variante eau lourde/gaz; cas des alliages exotiques de zirconium pour usage dans la vapeur d'eau.

Un léger enrichissement du combustible (soit en U-235 ou en Pu) permet de s'affranchir de ces contraintes et de diminuer d'environ 10 % le coût direct [68] ; mais cet effet décroît lorsque la taille de la centrale considérée augmente.

Le coût plus élevé du combustible enrichi doit être alors compensé par une nette augmentation du taux de combustion, déterminée par les études d'optimisation *.

Cependant, le coût du cycle de combustible résultant est, lui aussi, généralement plus élevé que le coût d'un cycle de combustible à uranium naturel; la situation est aggravée, si l'on tient compte d'un crédit plutonium, car la production de plutonium d'un HWR à uranium enrichi est nettement plus faible que celle d'un HWR à uranium naturel.

Au total, les comparaisons de coût de l'énergie électrique produite par une centrale HWR suivant qu'elle est conçue pour brûler de l'uranium naturel ou enrichi, montrent que l'usage du second doit entraîner un gain modeste; ce gain peut être effacé par un éventuel crédit plutonium plus favorable à la variante à uranium naturel, si le prix de vente du plutonium dépasse 10 \$/g environ **.

La simplification de conception résultant de la suppression du chargement en marche dans le cas d'un réacteur à uranium enrichi (cf. parag. 1.4. et 1.6.) peut avoir des incidences favorables sur l'exploitation des prototypes et des premières centrales de filière ou permettre un accès plus rapide du concept à la maturité technique.

En ce qui concerne la sécurité et le contrôle des réacteurs HWR, les réacteurs à uranium naturel sont caractérisés par des coefficients de puissance voisins de zéro ou légèrement positifs et des coefficients de vide positifs.

Pour améliorer cette situation en rendant ces réacteurs intrinsèquement stables, on peut balancer la contribution positive du coefficient de vide liée à l'expulsion du réfrigérant par une contribution négative liée à une modification de la probabilité d'absorption neutronique par résonance dans le combustible. Cette balance est obtenue en réduisant fortement le rapport de modération (volume modérateur/volume combustible)*** et en enrichissant en conséquence le combustible.

* Le SGHWR atteint un taux de combustion d'environ 20.000 MWj/t avec un enrichissement d'environ 2 % U-235.

** Dans le cas d'un CANDU-PHWR de 1500 MWe, à uranium naturel (puissance par canal 6 MW) ou enrichi à 1 % (puissance par canal 8,8 MW) l'écart est de 0,03 à 0,08 mill/Kwh; cet écart disparaît dès que le plutonium est vendu à 10 \$/g au moins [15].

*** Ce qui diminue évidemment très favorablement aussi l'investissement en eau lourde; (voir parag. 3.1.2. et figure 2 bis).

Une telle balance ne peut pas être obtenue pour toutes les variantes HWR sans détériorer l'intérêt économique de la variante.

On notera que l'usage du plutonium est plus efficace pour obtenir un coefficient de vide négatif, et donc pour assurer la sécurité du réacteur en cas d'accident, que l'usage du l'uranium 235. C'est une caractéristique intéressante du programme japonais (cf. parag. 1.5.2.).

Les incidences d'un enrichissement de l'uranium apparaissent donc multiples et complexes; elles dépendent des variantes HWR, des hypothèses faites sur les règles de sécurité nationales, sur le recyclage du plutonium, sur la taille des centrales considérées, etc., et des disponibilités en uranium enrichi.

L'intérêt d'un enrichissement doit donc être examiné cas par cas.

3.2. Le facteur d'indépendance

3.2.1. L'approvisionnement en Uranium; Uranium naturel et Uranium enrichi

L'engagement initial des grands pays industrialisés dans un programme nucléaire civil a été largement conditionné par la nature des matériaux combustibles et modérateurs dont chacun disposait à l'époque, dans un contexte sévèrement cloisonné :

- forts de l'héritage d'installations immenses de production d'uranium enrichi, les Etats-Unis s'engageaient dans la filière à eau légère;

- d'autres pays s'engageaient dans des filières à Uranium naturel, en choisissant le modérateur que leur industrie connaissait le mieux: l'eau lourde au Canada, le graphite en Angleterre et en France;

- l'Italie, l'Allemagne Fédérale, venues plus tard à l'énergie nucléaire, considéraient également les filières à Uranium naturel et à Uranium enrichi en attendant d'en éprouver l'économie.

Depuis lors, les progrès technologiques européens en matière d'enrichissement de l'Uranium et la satisfaction progressive des besoins militaires remettent en cause le monopole américain; l'usine anglaise de Capenhurst est disponible pour les usages civils depuis 1962 et a été améliorée en ce qui concerne la capacité et l'économie en 1965; l'usine française de Pierrelatte fonctionne en totalité depuis 1967; bien que sa production soit encore absorbée par les besoins militaires, une vaste expérience transposable à une usine civile a été acquise et certains composants y sont essayés (compresseurs, barrières) parallèlement aux essais dans des installations pilotes puissantes (PC5 et PC6). A côté du procédé d'enrichissement par diffusion gazeuse qu'utilisent ces usines, le procédé d'enrichissement par centrifugation est développé dans le cadre d'un organisme tri-national (Grande-Bretagne, R.F.A., Pays-Bas).

Au cours du programme initial, deux usines d'enrichissement à Capenhurst (Grande-Bretagne) et à Almelo (Pays-Bas), d'une capacité totale de 350 tonnes d'UTS/an seront construites, ainsi que les installations qui pourraient être nécessaires à la production de centrifugeuses. On peut admettre que cette capacité sera atteinte au plus tard en 1975 *.

On observe donc un fort engagement des pays de la Communauté dans ce domaine, engagement qui devrait se traduire par la construction d'une grande usine d'enrichissement européenne. A l'Est, l'URSS se propose d'offrir de l'uranium enrichi à la RFA et à la Suède; aux USA, l'AEC se propose de céder les installations d'enrichissement à l'industrie privée; au Canada, le gouvernement explore l'idée de construire une usine sur la base du Know-How américain et entre en pourparlers à ce sujet avec les japonais qui semblent préférer cependant une réalisation plus moderne et purement nationale **.

L'indépendance et la sécurité d'approvisionnement en combustible nucléaire ne seraient donc plus désormais liées, en Europe, à l'emploi de l'uranium naturel. Cette constatation a pour corollaire un certain abandon de l'intérêt marqué jusqu'alors en Europe pour les réacteurs à uranium naturel en tant que tels, et en particulier pour les réacteurs à eau lourde qui sont les meilleurs d'entre eux.

C'est ainsi que l'Allemagne fédérale et la France s'engagent dans des programmes de réacteurs à eau légère et arrêtent leurs efforts de développement sur la filière à eau lourde.

La sécurité d'approvisionnement en combustible des centrales de ces deux programmes pourrait être rendue très satisfaisante pendant les prochaines années grâce au stockage d'uranium enrichi d'origine américaine; l'incidence du coût du stockage reste très faible sur le coût du Kwh produit, de l'ordre du pour-cent pour un stock d'un an ***. En l'absence de toute précaution préalable, une rupture bru-

* Les deux usines atteindront une capacité de 50 tonnes d'UTS au cours de l'année 1972. La capacité de 50 tonnes d'Almelo comprendra 25 tonnes produites dans la partie de l'usine de conception néerlandaise et 25 tonnes dans la partie de l'usine de conception allemande. L'extension des deux usines jusqu'à une capacité de 350 tonnes d'UTS sera réalisée de telle sorte que la capacité de Capenhurst soit d'au moins 200 t./an et celle d'Almelo d'au moins 100 t/an. L'attribution des 50 tonnes restantes sera décidée plus tard.

** Trois organismes de recherche japonais doivent soumettre au gouvernement des rapports détaillés sur leurs projets respectifs (diffusion, centrifugation, échange d'ions) en mars 1973. (Nucleonics Week, déc. 10, 1970).

*** L'incidence sur le coût du Kwh des frais de stockage des quantités équivalentes de pétroles serait 10 fois plus élevées !

tale d'approvisionnement permettrait encore un fonctionnement de 20 mois pour un parc de réacteurs à eau légère de 10.000 MWe et de 14 mois pour un parc de 15.000 MWe, moyennant une répartition appropriée des centrales de natures diverses dans le diagramme de charge (Réf. 49, 50).

A plus long terme, l'indépendance d'approvisionnement devrait cependant être assurée par des usines de séparation isotopique nationales, ou mieux, européennes, qui devraient pouvoir fournir de l'uranium à l'enrichissement désiré à un prix sensiblement égal au prix américain.

En Angleterre, la situation est légèrement différente, puisque ce pays a renoncé dès le début des années soixante à continuer le développement de filières à uranium naturel (modérées au graphite ou à l'eau lourde) au bénéfice des filières du type AGR ou SGHWR; l'enrichissement en est suffisamment bas pour que l'uranium enrichi correspondant puisse être fourni dans des conditions relativement économiques par les usines de production nationales [51].

Enfin les efforts faits dans ces pays pour accélérer l'avènement des réacteurs surgénérateurs s'accompagnent inévitablement d'un sentiment de sécurité plus ou moins justifié par la pensée qu'en dernier ressort le plutonium détrônera l'uranium enrichi.

3.2.2. L'approvisionnement en plutonium et les besoins des réacteurs surgénérateurs

A priori l'éventualité d'un approvisionnement en plutonium à l'étranger, notamment pour les futurs programmes de surgénérateurs, pourrait poser à certains pays des problèmes d'indépendance politique et économique à long terme analogues au cas de l'uranium enrichi; les réacteurs à eau lourde, qui ont, en commun avec les réacteurs graphite-gaz une production de plutonium élevée (voir tableau 11), pourraient répondre à ce souci.

En fait l'avènement n'intervenant pas avant 1985, les différents programmes nucléaires permettront, même sans réacteurs à eau lourde, de faire face aux besoins *; de plus si un certain manque se faisait sentir quelques part il pourrait être facilement comblé puisque tous les pays ayant un programme nucléaire seront des vendeurs de Pu potentiels.

* Si l'on stockait jusqu'en 1985 tout le plutonium, les 150 à 200 tonnes obtenues permettraient l'installation de quelques 25000 MWe de réacteurs rapides. ("Le recyclage du Plutonium dans les réacteurs à eau légère" F. LAFONTAINE Doc. 17 197/XV/70 f).

Tableau 11

Type de réacteur	Graphite gaz MAGNOX (1)	AGR (1)	HTGR MKIII	LWR		HWR
				BWR (2)	PWR (2)	Type(1) CANDU
Burn-up (MWj/t)	4000	18 000	60 à 80 000	27500	33000	9000
Pourcentage en poids de Pu fissile dans le combustible déchargé	0.17	0.41	0,8 à 0,9	0.55	0.64	0.31
Rendement thermique	0,31	0,39	0,42	0,33	0,33	0,28
Production de Pu fissile (g/MWean) facteur de charge = 0.8)	400	170	125 à 150	175	170	360

3.3. Le facteur de bonne gestion prospective

La crainte de voir s'épuiser les ressources en combustible de toutes natures est très ancienne; elle s'est révélée injustifiée jusqu'à présent.

S'il devait en aller différemment pour l'uranium, une bonne gestion des réserves exigerait que l'on développe en priorité les réacteurs qui brûlent ce combustible le plus efficacement (réacteurs à eau lourde et uranium naturel; tableau 13) - et/ou des réacteurs ayant un taux de conversion voisin de l'unité (réacteurs à eau lourde au Thorium) ou supérieur (réacteurs rapides).

Le destin énergétique de nos descendants serait ainsi assuré au mieux.

Mais ce souci ne représente plus actuellement un facteur de poids en faveur des réacteurs à eau lourde en raison de la montée des réserves connues en Uranium et de la confiance affichée dans le succès des réacteurs rapides, qui représentent de ce point de vue une solution finale *.

- NB : 1) Nuclear Power Programme in India - V.A. Sarabhai -
V.N. Meckoni - Canadian Nuclear Association Conference 1967
- 2) Current status and Future Technical and Economic potential
of light Water Reactors - WASH 1082

* Il en existe au moins une autre utilisant les réacteurs à eau lourde au Thorium (cf. parag. 2.3.2.), ou même encore au plutonium.

3.3.1. Etendue des ressources en Uranium

Parmi ces ressources, il faut distinguer entre les réserves "éprouvées" qui représentent des disponibilités à court terme pouvant fournir de l'Uranium à des prix voisins du prix actuel, et les réserves probables ou même possibles qui pourraient devenir à leur tour "éprouvées" *.

Les réserves "éprouvées" d'Uranium dans le monde devraient tout juste permettre de garantir les livraisons nécessaires jusqu'en 1980 **.

En ce qui concerne les réserves probables ou possibles, l'histoire déjà longue de l'industrie minière a montré que les facteurs suivants suffisent normalement à les faire passer peu à peu dans la catégorie des réserves "éprouvées" : une prospection minière active, les perfectionnements techniques des méthodes d'extraction de gisements toujours plus grands. Ces facteurs compensent aussi, dans une large mesure, la majoration de prix qui serait due à la diminution progressive et inévitable de la qualité des minerais.

Si l'on fait l'hypothèse raisonnable qu'il en ira de même pour l'uranium, les ressources devraient dépasser largement les 100 millions de tonnes (URSS, Chine exclues) (tableau 12 et figure 4). [52] [53]

Tableau 12 [52]

	Ressources globales d'Uranium (tø d'U)	Teneur moyenne en g d'U/t de minerai	Contenu moyen en métal par gisement (en Tonne d'U)
Réserves connues	500 000	1 500	4 000
Ressources indiquées	1 900 000	1 000	10 000
	7 500 000	670	25 000
	28 000 000	450	62 500
	100 000 000	300	150 000

* Les ressources en Uranium contenu dans l'eau des océans ne sont pas prises en compte ici.

** Ces réserves comprennent les stocks accumulés aux USA, au Canada, en Grande Bretagne et en Afrique du Sud.

3.3.2. Les besoins en Uranium suivant les stratégies de développement de réacteurs

La consommation spécifique d'Uranium (en g d'U/Kwhe par exemple) d'une centrale nucléaire dépend du type de réacteur choisi; parmi les réacteurs thermiques à uranium le réacteur à eau lourde utilise le mieux son combustible : 2,3 fois mieux que les GCR, 1,8 fois mieux que les réacteurs à eau légère, 1,7 fois mieux que les AGR et 1,5 à 1,2 fois mieux que les HTGR en projet (tableau 13).

Aussi a-t-on étudié des stratégies de développement dans lesquelles plusieurs types de réacteurs co-existent au sein d'un même système nucléaire; l'influence du remplacement progressif d'une filière par une autre ou des proportions relatives, d'installation de différentes filières sur les besoins annuels du système peuvent alors être mis en évidence.

Si le taux de croissance du système nucléaire est élevé * comme c'est le cas actuellement, les besoins doivent être calculés non seulement sur la base des chiffres du tableau 13, mais aussi en tenant compte des immobilisations diverses du combustible au cours de son cycle.

La figure 5, extraite d'une étude conduite par P. H. MARGEN [54], fournit des exemples significatifs des besoins spécifiques en uranium de différents systèmes, en fonction d'un taux de croissance de la demande nucléaire variable avec les années.

On peut tirer les conclusions suivantes (tableau 14):

- les systèmes comprenant des réacteurs à eau lourde demandent 2 à 4 fois moins d'Uranium que les systèmes comprenant des réacteurs à eau légère;
- les systèmes comprenant des réacteurs rapides ne présentent pas d'avantage, du point de vue des besoins en Uranium, sur les systèmes à eau lourde les plus favorables (recyclage du Pu ou usage du Th).

Il est donc erroné de faire jouer tout le poids du facteur de bonne gestion prospective en faveur des réacteurs rapides; ces réacteurs ne sont pas nécessaires pour assurer le destin de nos descendants.

3.3.3. Comparaison des ressources et des besoins

Les experts de l'OCDE ont estimé, en janvier 1969, les besoins mondiaux à 2,5 millions de tonnes d'ici l'an 2000; sur ce total, la part de la Communauté s'élèverait à 0,5 million de tonnes environ.

* C'est-à-dire nettement supérieur au taux de croissance des besoins en électricité de toute origine, soit 5 à 10 % par an.

Tableau 13

Consommation spécifique en uranium de différents
réacteurs

modérateur	Graphite			eau légère LWR			eau lourde HWR	
Filière	MAGNOX	MKII	MKIII	BWR	PWR	Type CANDU Bruce	SGHWR 300 MWe	EL 600
Enrichissement à l'équilibre %	naturel	2,2	5 à 6	2,7	3	nat.	2	nat
Taux combustion moyen (MWj/t)	4000	18000	60 à 80000	27000	30000	9600	20000	8900
Puissance spécifique moyenne (MWe/tU)	1	5,2	30	7,7	11	6,6	5,7	5,6
Consommation spécifique en uranium naturel gU-naturel/KWe/an	230	170	120 à 150	190		110	180	120
Investissement spéci- fique en uranium natu- rel tU-nat/MWe installé	1	0,8	0,30 à 0,35	0,69	0,60	0,15	0,23	0,18

Nota: La teneur de rejet des usines d'enrichissement est supposée de 0,25 %

Tableau 14

Besoins spécifiques en uranium de différents systèmes de réacteurs
Influende des stratégies et du taux de croissance nucléaire

Consommation spécifique du système g/Kwe/an	LWR	LWR + FB	HWR (Unat)	HwR (recy)	HWR (nat+Th)	HWR + FB
Demande nucléaire doublant au même rythme que la demande globale d'électricité (an 2 000 ?)	~ 230 (sans recycl) ~ 200 (avec recycl)	~ 40	~ 130	~ 80	~ 50	~ 30
Demande nucléaire doublant 3 fois plus que la demande globale d'électricité (1970-1980)	~ 500	~ 450	~ 180	~ 140	~ 140	~ 150

Quelles que soient les hypothèses concernant la croissance de la capacité nucléaire faites pour arriver à ces chiffres, les besoins d'ici l'an 2 000 apparaissent très inférieurs aux ressources raisonnablement utilisables dans le futur, qui dépassent les cent millions de tonnes (tableau 12).

Le problème d'une pénurie des ressources naturelles en Uranium ne semble donc pas se poser, même à long terme; d'une part ces ressources sont très supérieures aux besoins à moyen terme; d'autre part on dispose de deux concepts de réacteurs capables, à très long terme, d'une consommation en uranium minime, les réacteurs à eau lourde au thorium et les réacteurs rapides. A long et moyen terme les réacteurs à eau lourde avec recyclage du Plutonium viennent s'ajouter aux deux types précédents (tableau 14).

3.3.4. Liaison entre le facteur de bonne gestion prospective et le facteur économique

Les considérations des paragraphes précédents montrent qu'une augmentation importante du prix de l'Uranium n'est pas à craindre dans les décades à venir.

La figure 6 reflète l'évolution des estimations concernant cette augmentation en fonction de la demande future.

MARGEN a donné [54] l'influence d'une augmentation de prix de l'Uranium suivant la courbe d de la figure 6 sur les dépenses énergétiques globales 1970-2010 des pays d'Europe occidentale, actualisées en 1970*; les dépenses excédentaires de combustible et l'accroissement du prix du Kwh qui en résultent, atteignent 10 à 3 milliards de dollars et 0,6 à 0,2 mill/Kwh respectivement pour les stratégies comportant des LWR et 2 à 0,5 milliards de dollars et 0,15 à 0,03 mill/Kwh pour les stratégies comportant des réacteurs à eau lourde**.

Si l'on en croit ces chiffres (c'est-à-dire si l'on accepte l'hypothèse d'une assez forte croissance du prix de l'Uranium d'ici l'an 2 000) il serait absolument justifié d'amener la filière à eau lourde à maturité commerciale en construisant les quelques grandes centrales têtes de filière nécessaires à cet effet; la perte financière enregistrée au début d'un tel programme de promotion serait en effet bien inférieure aux quelques milliards de dollars d'écart entre les dépenses excédentaires des HWR et LWR indiquées ci-dessus.

* Taux d'intérêt annuel 7%; puissance nucléaire installée en 2010; 2000GWe

** 10 milliards \$ pour un système LWR, 6,3 pour le même système avec recyclage du Pu, 3 milliards \$ pour un système mixte LWR-FBR; 2 milliards de \$ pour un système HWR à U naturel, 1 pour le même système avec recyclage du Pu, 0,5 milliard de \$ pour un système mixte HWR-FBR.

Ces évaluations sont déjà anciennes et ne tiennent pas compte des effets d'un programme d'exploration et de développement minier déjà mentionnés au paragraphe 3.3.1. sur l'évolution future du coût de l' U_3O_8 .

Ce dernier n'aura probablement qu'une croissance beaucoup plus lente [52] [55] [37], une courbe de croissance du type e (fig. 6) entraînerait une division des dépenses excédentaires et de l'accroissement du prix du Kwh par un facteur 20 environ.

Il n'y a plus alors de bénéfice évident à promouvoir la maturité industrielle et commerciale de la filière à eau lourde, de ce point de vue, car la filière à eau légère est satisfaisante.

On peut donc conclure que l'adoption d'une stratégie à eau lourde, favorable à la bonne utilisation des réserves naturelles, n'entraînera probablement pas de ce fait un avantage économique significatif par rapport à une stratégie à eau légère.

Il n'en reste pas moins que l'influence des variations conjoncturelles éventuelles du prix de l'Uranium* est considérablement plus amortie pour les réacteurs à eau lourde que pour les réacteurs à eau légère; les premiers représentent donc une sécurité en période troublée.

* Une augmentation de 9 \$/Kg du coût de l'uranium augmenterait de 0,18 mill/Kwh le coût de l'énergie d'un LWR et de 0,13 mill/Kwh seulement celui d'un HWR de type CANDU. Voir aussi tableau 9.

4. Le marché nucléaire potentiel à l'exportation (court et moyen terme)

Les pays susceptibles d'importer des centrales nucléaires sont essentiellement, à court et moyen terme, les pays en voie de développement; les pays très industrialisés font en effet appel à leurs propres industries pour satisfaire leur besoins, afin d'encourager ces dernières; les pays moins industrialisés représentent des marchés de licences ou de composants.

4.1. Importance du marché des centrales nucléaires dans les pays en voie de développement (moyen terme)

Les prévisions établies récemment par l'IAEA sur la base d'une enquête faite en 1969 [56], font entrevoir des commandes probables de l'ordre de 80.000 MWe nucléaires concernant une vingtaine de pays de 1970 à 1980 (x) (tableau 15 et 16).

TABLEAU 15

Prévisions des capacités nucléaires en service
à moyen terme dans les pays en voie de
développement

Années	1970	1975	1980	1985
Capacité	0	5,8	35	86

N.B.: l'IAEA estime ces prévisions conservatives et correctes à +/- 30% près.

Ces commandes représentent environ 20 milliards de dollars, dont environ 65% devront être payés en devises étrangères par les pays acquéreurs, suivant l'IAEA.

Si l'on compare cette somme à l'aide couramment apportée aux pays en voie de développement par les pays industrialisés pour les aider à s'équiper en centrales électriques de tous types, soit environ 1 milliard de dollars actuellement, on doit conclure que la réalisation des prévisions ci-dessus est largement conditionnée par les disponibilités futures en capitaux étrangers.

(x) En supposant un délai de cinq ans entre commande et mise en service.

TABLEAU 16

Pays en voie de développement (1) qui
pourraient faire partie du marché nucléaire en 1985

Amérique	Argentine, Brésil, Chili, Cuba, Mexique
Afrique	République Arabe Unie (2)
Europe	Bulgarie, Grèce, Hongrie, Espagne, Pologne, Roumanie, Tchécoslovaquie, Turquie, Yougoslavie
Asie et Proche-Orient	Formose, Inde, Israël, Corée, Pakistan, Philippines, Thaïlande.

Candidats possibles

	Algérie, Colombie, Indonésie, Iran, Jamaïque, Maroc, Nigéria, Pérou, Rhodésie, Vénézuéla.
--	---

- Nota:
- (1) Les contrées considérées comme "en voie de développement" sont celles pour lesquelles un programme d'assistance technique de l'UNDP a été approuvé en 1970.
 - (2) Accord de coopération avec l'Inde en discussion; la production d'eau lourde en serait l'un des volets (Nucl. Engineering, dec. 1970, page 67)

L'incidence de cette constatation sur les chances de pénétration des centrales nucléaires en général et des centrales à eau lourde en particulier, est discutée ci-après.

4.2. Caractéristiques techniques du marché à l'exportation

Les pays en voie de développement retenus possèdent actuellement des réseaux dont la capacité installée peut atteindre 6000 MWe mais ne dépasse généralement pas 3000 MWe. L'interconnection avec d'autres réseaux n'existe pratiquement pas. La taille des nouvelles centrales paraît donc devoir être limitée à un maximum de 600 MWe [57] et se situer plus généralement dans la partie inférieure de la fourchette 100 - 600 MWe, afin de conserver à la distribution d'énergie électrique une certaine souplesse - en particulier en cas de panne d'une centrale - et d'assurer une croissance harmonieuse du réseau.

Ces caractéristiques du marché ne favorisent pas les centrales nucléaires, dont le coût au kW installé croît beaucoup plus vite que celui des centrales classiques lorsque la taille diminue. Elles interdisent la fuite vers les tailles supérieures à 600/800 MWe qui, seules, permettent actuellement d'assurer la compétitivité du nucléaire avec le classique.

4.3. Perspectives à moyen terme des centrales à eau lourde sur ce marché

La part du marché de l'énergie électrique que les centrales à eau lourde pourraient prendre dans les pays en voie de développement dépend:

- de leur attrait économique vis-à-vis des centrales classiques et vis-à-vis des centrales nucléaires plus développées industriellement (centrales à eau légère);
- des dépenses totales et des dépenses en devises étrangères nécessaires pour installer une centrale ou un système de centrales de ce type dans le pays considéré;
- du degré d'indépendance recherché par le pays en voie de développement tant en matière d'approvisionnement en combustible (uranium enrichi vs/uranium naturel) qu'en matière d'indépendance technologique, industrielle et économique.

Attrait économique

Il a été constaté précédemment (par. 3.1.3.) que les perspectives économiques à moyen terme des réacteurs à eau lourde étaient moins bonnes que celles des réacteurs à eau légère, en l'absence d'un effort considérable de promotion industrielle.

Cette constatation concernait essentiellement les grandes centrales de l'ordre de 1000 MWe que l'on prévoit de mettre en service pendant la présente décennie dans les pays industrialisés.

On a donc étendu l'étude précédente aux puissances qui intéressent les pays en voie de développement (100-600 MWe; par .4.2.) en homogénéisant au mieux les estimations faites dans ce domaine par les promoteurs des filières CANDU, Siemens-PWR et SGHWR. [58,6, 59,60] (fig. 7a).

Ces estimations se basent sur les conditions prévalant dans le pays du fournisseur, à l'exception de la filière SGHWR [60] et ne tiennent pas compte d'éventuelles améliorations technologiques ou de réductions de coûts dans le futur.

Les résultats ont été portés sur un graphique présenté en 1970 par l'IAEA qui compare centrales à fuel oil et centrales à eau légère (x). [57] (fig. 7b)

(x) Les coûts du kW installé et du kWh des centrales à eau lourde des différents types ont été calculés en utilisant autant qu'il était possible les critères retenus par l'IAEA pour les centrales à eau légère.

Quelles que soient les incertitudes non négligeables pesant sur les calculs, on observe dans ces conditions que l'écart entre les coûts d'une centrale HWR et d'une centrale LWR croît rapidement (x) - au détriment de la première - lorsque la puissance de la centrale diminue en dessous de 500 MWe environ.

L'importance relativement plus grande pour les petites tailles que pour les grandes tailles de l'investissement en eau lourde explique ceci pour une bonne part.

L'achat à court ou moyen terme d'une centrale à eau lourde ne paraît donc pas devoir être très attirant pour un pays en voie de développement, du seul point de vue coûts; la centrale à eau légère est plus intéressante et, comme le montre le graphique, la centrale à fuel oil risque même d'être choisie à la place de la centrale nucléaire, sur la seule base de ce critère des coûts.

On notera cependant que ces conclusions pourraient être modifiées si les grands fournisseurs américains de centrales LWR se désintéressaient du créneau de puissance 200-600 MWe caractéristique de ce marché d'exportation et si un grand effort de développement industriel était fait ailleurs sur la filière HWR dans ce même créneau.

Dépenses globales; problème des devises

Certains grands pays en voie de développement, comme l'Inde, possèdent des réseaux électriques dont l'expansion prévue peut justifier non pas l'achat d'une centrale nucléaire mais l'implantation d'une filière.

La filière à eau lourde présente alors un grand intérêt car un système de réacteurs de ce type peut se développer indéfiniment (xx) à partir d'une usine locale de production d'eau lourde, pour peu que la production annuelle soit dans un rapport convenable avec les besoins du programme. Il n'en va pas de même avec les usines d'enrichissement de l'uranium nécessaires à la filière à eau légère qui sont d'ailleurs, de toute manière, hors de portée des moyens financiers des pays en voie de développement.

(x) L'étude a été faite pour les PWR seuls; on peut estimer cependant que le résultat est aussi valable pour les BWR.

(xx) Tout au moins pendant les 20 ou 30 ans de vie de l'usine; c'est ainsi que l'usine américaine de Savannah River aurait pu permettre l'implantation d'un système HWR de 10.000 MWe environ depuis sa mise en service (1952) si elle avait toujours fonctionné à pleine production (450 T/an).

Il en résulte que les dépenses de ces pays en devises étrangères sont nettement plus faibles pour un système HWR que pour un système LWR, même si l'usine de production d'eau lourde initiale doit être importée [61] ; certains calculs de stratégie ont même montré que seules des centrales classiques et des centrales à eau lourde devraient apparaître dans un réseau en expansion si l'on se propose uniquement de minimiser les sorties de devises [62].

Dans les pays ayant un réseau de capacité faible et un taux d'expansion modéré, l'achat d'une usine de production d'eau lourde devient discutable; les évaluations faites montrent que les dépenses en devises étrangères sont du même ordre pour une centrale à eau lourde et pour une centrale à eau légère, tant en ce qui concerne la construction que l'exploitation. (x)

Les conditions propres à chaque pays peuvent évidemment infléchir ces conclusions car le degré d'industrialisation et l'expérience technique déterminent la part des devises étrangères dans une fourniture. Si l'on admet en particulier que la fabrication de grandes cuves de pression est encore réservée pour longtemps aux nations très industrialisées [61], les variantes à eau lourde CANDU et SCHWR à tubes de pression marquent un avantage certain sur les filières LWR et Siemens HWR.

Indépendance d'approvisionnement

Le problème de l'indépendance d'approvisionnement se pose différemment pour les pays industrialisés (comme les pays membres de la Communauté; voir par. 3.2.1.) et pour les pays en voie de développement.

Ces derniers ne peuvent guère espérer posséder dans un avenir prévisible une usine d'enrichissement de l'uranium, à moins d'un succès rapide et d'une commercialisation du procédé de séparation par centrifugation.

Ils ne sont pas propriétaires de stocks de plutonium et l'introduction éventuelle des réacteurs rapides s'y fera bien après les autres pays. (xx)

(x) Le coût de l'investissement en eau lourde nécessaire au démarrage d'un HWR est près de 5 fois supérieur à celui de l'uranium enrichi de la 1^{ère} charge d'un LWR, mais le coût plus élevé du cycle de combustible de ce dernier assure une compensation progressive au cours de la vie des deux réacteurs.

(xx) En particulier parce que la taille des centrales "rapides" devra probablement être supérieure à 1000 MWe pour que ces centrales soient économiques.

Ils n'ont à fortiori pas d'histoire nucléaire militaire et l'entrée en vigueur éventuelle du Traité de non-prolifération revêt, pour les plus puissants d'entre eux, une gravité exceptionnelle.

Trois voies sont alors possibles, à choisir cas par cas :

- s'engager, au moins en grande partie, dans la voie de l'uranium naturel, c'est-à-dire dans la filière CANDU; l'Inde suit cette voie;

- s'engager dans la voie de l'uranium enrichi, sous la condition de pouvoir utiliser son propre minéral et d'avoir accès à la technologie de l'enrichissement par centrifugation sur la base d'un accord de gouvernement à gouvernement, avant l'entrée en vigueur du traité de non-prolifération; l'Australie suit cette voie dans ses pourparlers avec TNPG et BNDC pour une centrale SGHWR mais investigue aussi la voie précédente avec les Canadiens;

- opter pour la voie de l'uranium enrichi en comptant sur l'élargissement progressif du marché et sur la possibilité de mettre en compétition différents fournisseurs (USA, Grande Bretagne, Communauté et même URSS); la Tchécoslovaquie abandonne ainsi l'eau lourde pour un PWR dont la Russie fournira l'uranium enrichi.

4.4. Situation actuelle et conclusions

La puissance installée des centrales à eau lourde en fonctionnement, construction ou projet dans les pays en voie de développement est de 1200 MWe environ (tableau 17) soit à peu près le quart de la puissance "eau lourde" installée dans le monde; le chiffre correspondant pour la filière à eau légère est de 1800 MWe, soit 2 à 3 % de la puissance "eau légère" mondiale.

Cette situation peut paraître extrêmement favorable aux réacteurs à eau lourde dans les pays considérés, mais il faut remarquer que la dernière commande date de 1967 (centrale d'ATUCHA, filière Siemens-PHW, Argentine); depuis cette date:

- l'Argentine semble avoir abandonné l'idée de faire suivre la centrale d'ATUCHA par une centrale plus puissante (400 MWe) du même type sur le site de CORDOBA;

- la Roumanie, la Turquie, la Grèce, ont étudié très sérieusement des offres de centrales à eau lourde de type canadien, anglais et/ou allemand, mais ne donneront aucune suite dans l'immédiat;

- l'Inde, qui installe 3 réacteurs de type canadien, s'efforce pour l'instant de s'assurer une production d'eau lourde indépendante (unité de production du complexe BARODA, procédé à l'ammoniac, fournisseurs Babcock-Atlantique-Sulzer) avant de s'engager davantage;

- l'Australie devrait prendre une décision en février 1971 concernant la centrale de 500 MWe de Jervis Bay; quatre offres restent en compétition: 2 PWR (Westinghouse et Siemens), un SGHWR et un Candu-PWR;

- le Brésil a demandé des offres pour une centrale de 500 MWe aux sociétés ASEA/ATOM, TNPG, KWU, C.E., G.E. et Westinghouse;

- l'Espagne, la Bulgarie, le Pakistan, la Corée, sont engagés dans la voie de l'eau légère et vont être suivis par la Corée, la Tchécoslovaquie (qui abandonnerait la filière eau lourde-gaz et peut être la mise en service du prototype 140MWe en construction) et l'Afrique du Sud.

TABLEAU 17

Liste des centrales nucléaires en fonctionnement, en construction ou en projet dans
les pays en voie de développement

EAU LOURDE				EAU LEGERE			
Pays	An décision	Année de montée en puissance	MWe	Pays	An décision	Année de montée en puissance	MWe
Argentine	1967	1972	319	Bulgarie	1967	1973	200
Indes	1964	1970	200		1967	1974	200
	1966	1972	200	Corée	1970	1975	595
	1965	1973	200	Espagne	1962	1968	153
Pakistan	1965	1971	125		1965	1970	400
Tchécoslov.	av.1965	1971	140		1970	?	450
				Indes	1962	1969	380
				Pakistan	1969-70	—	350
				Tchécoslov.	(en attente)	—	(800x2 ?)
soit au total 1184 MWe				de 1780 à 2700			

Il semble donc qu'un intérêt croissant pour les réacteurs à eau légère apparaisse aussi dans les pays en voie de développement.

Le marché des réacteurs à eau lourde n'y est cependant pas encore fermé, mais il paraît assez difficile désormais pour les pays de la Communauté de s'y introduire autrement que par la fourniture des composants.

En effet l'arrêt des programmes allemand et français dans ce domaine ne permettra pas à la Communauté d'assurer un acheteur éventuel d'une bonne expérience de fonctionnement d'une centrale de puissance du type proposé, d'un approvisionnement en eau lourde satisfaisant et du support industriel général requis.

5. Les problèmes de financement de la filière à eau lourde et les bénéfices envisageables

Les chapitres précédents (x) ont montré qu'il serait difficile aux pays de la Communauté de bénéficier dès maintenant des avantages spécifiques de la filière à eau lourde et de rentabiliser les dépenses passées - s'ils le désiraient - en raison du manque de maturité de cette filière.

La maturité peut être atteinte moyennant un certain effort qu'il importe de chiffrer au mieux et de comparer aux dépenses déjà consenties et aux bénéfices envisageables.

5.1. Dépenses consenties dans le passé

L'histoire du développement de la filière eau lourde dans le monde est un extraordinaire exemple de dispersion des efforts (tableau 18); le total des dépenses publiques de "R and D" est certainement supérieur à celui des USA pour la filière LWR, à celui de l'Angleterre pour la filière AGR ou de la France pour la filière graphite/gaz.

Le tableau 18 donne quelques références; on constate que l'effort a été (et reste) considérable au Canada; aux USA et en Angleterre il a représenté entre 5 et 15% de l'effort sur les LWR ou les AGR; les pays de la Communauté manquent.

TABLEAU 18
Dépenses publiques HWR

Pays	Variante	Montant probable	Période approximative	Référence
USA	toutes V.T.P.	80 MUC ⁽¹⁾	1956 - 1968 ⁽²⁾	Budgets de l'AEC
Canada	CANDU PHW/BLW/ OCR V.T.P.	550 MUC	1950 - 1968 ⁽³⁾	"The role of the national laboratories" O.J.C. Runna AECL - 2782, 1967
Suède	V.C.P.	220 MUC	1960 - 1968 ⁽²⁾	Nuclear Engineering International Février et Juin 70
Angleterre	V.T.P. SGHWR	150 MUC	1964 - 1969 ⁽³⁾	Nuclear News Weekly - 10 déc. 70
EURATOM	V.T.P. ORGEL	150 MUC	1960 - 1968 ⁽²⁾	EUR/C/IS-876/70 f

Abbréviations: V.T.P. : variante à tubes de pression

V.C.P. : variante à cuve de pression

(1) L'USAEC prévoyait en 1960 de dépenser 228 MUC pour développer la filière HWR de 1960 à 1970.

(2) Date approximative d'arrêt du programme

(3) Programme en cours; les dépenses récentes manquent

(x) Voir en particulier paragraphe 3.1.3.

5.2. Importance de l'effort financier nécessaire pour amener une variante de centrale à eau lourde à maturité

L'importance de l'effort financier nécessaire pour amener une variante de centrale à eau lourde à maturité est délicate à évaluer; elle dépend du pays où cette action de promotion est envisagée, de la variante retenue, et du fait que l'"état de maturité" ne peut être cerné de façon précise et est d'appréciation subjective.

Aux Etats Unis, le groupe d'experts réunis par l'EEI a estimé [37] qu'aucune dépense de Recherche et Développement n'était plus nécessaire pour la filière HWR, ni du côté des pouvoirs publics ni du côté des producteurs d'électricité.

Une étude du même genre n'a pas été entreprise dans la Communauté mais il ne fait guère de doute que l'industrie y possède une expérience technique suffisante pour construire immédiatement de grandes centrales à eau lourde; ceci n'est cependant pas suffisant pour les rendre compétitives; on peut risquer une estimation de l'effort à faire à propos de la variante française de la filière CANDU-PHW.

Lors de la remise de l'offre EL600 à l'EDF, le groupement industriel BABCOCK-ATLANTIQUE/CGE a estimé à environ 10 MUC le programme de support à la construction de la centrale, nécessaire du côté de l'industrie (x). D'autre part le coût du kWh de 2 tranches HWR de 600 MWe sur le site de Fessenheim était estimé par l'EDF supérieur de 1,1 mill environ au coût du kWh de 2 tranches de 890 MWe PWR sur le même site. [39]

Si l'on admet, compte tenu de l'effort canadien et de l'accord CEA-AECL, que la réalisation de la double centrale de Fessenheim aurait amené la variante CANDU-PHW à maturité dans la Communauté, l'effort financier nécessaire du côté des pouvoirs publics (ou du producteur d'électricité, ce qui revient ici à la même chose) aurait été de l'ordre de 100 MUC au maximum. (xx)

Si l'on estime au contraire que la maturité ne serait atteinte que lorsque, de plus, deux centrale HWR de taille comparable aux grandes centrales LWR de 2e génération (1000 à 1200 MWe) auraient été dessinées et construites, le montant ci-dessus devrait être porté à 250 MUC; ce calcul suppose que l'écart entre le coût du kWh HWR et LWR ne serait plus alors que de 1 mill environ.

-
- (x) Il s'agissait d'essais spécialisés (prototype de canaux, moyens de contrôle, machines de chargement), d'essais généraux sur les filières à eau (pompes, échangeurs) et du développement de moyens d'inspection du réacteur; la part attribuée au CEA ou à l'EDF ne nous est pas connue.
- (xx) En supposant que la puissance publique rembourse au producteur l'excédent de coût du kWh sur 25 ans; taux d'actualisation 10 %.

En ce qui concerne la variante Siemens-PHW, la situation devrait être assez semblable; le coût de la partie nucléaire de la centrale de 600 MWe proposée à l'Australie était très supérieur à celui de la centrale PWR proposée par la même firme [38]; d'autre part le développement industriel des centrales à eau légère constitue, dans une certaine mesure, un soutien à la variante Siemens. Cependant l'extrapolation aux très grandes tailles, constitue un problème qui pourrait être coûteux à résoudre (très grandes cuves en acier ou béton; cf. paragraphe 2.2.).

L'effort à faire, comparé à d'autres, resterait au total assez modéré.

5.3. Bénéfices envisageables; conclusion

La période actuelle est marquée, bien davantage que par le passé, par un manque d'argent.

On ne discutera pas ici les moyens utilisables pour obtenir le financement précédent (subventions ou prêts des pouvoirs publics, pourcentage versé par les producteurs, octroi par la Communauté du statut d'entreprise commune, etc...), mais seulement de l'attrait qu'il pourrait y avoir à le faire.

A la lueur de l'expérience passée et dans le contexte général actuel, les constructeurs de la Communauté ne sont pas décidés à investir davantage dans la filière à eau lourde; Siemens a arrêté tout effort, y compris l'étude d'une cuve en béton pour les grandes centrales; GAAA (x) cherche même à récupérer auprès des pouvoirs publics les dépenses effectuées pour l'offre EL600; hors Communauté, TNPG vient d'obtenir gain de cause dans une affaire identique concernant l'appel d'offre pour la Centrale de 2 x 660 MWe lancé par le Scottish Hydroboard.

Les producteurs, privés ou nationalisés (EDF, ENEL), ont une position analogue, par crainte de surcoûts initiaux et de pertes en cours d'exploitation.

Ces inconvénients étant précisément dûs au manque de maturité industrielle de la filière, on se trouve dans un cercle vicieux que, seule, la puissance publique peut rompre.

Les chapitres 3 et 4 ont montré que la stimulation économique ou politique manquait dans le contexte communautaire actuel. Mais il peut en aller tout autrement dans l'avenir. Nous admettrons à titre d'exemple avec L.R. Haywood [63] que vers 1980;

- l'eau lourde sera très bon marché car les gigantesques usines canadiennes seront en fonctionnement depuis déjà quelques années et des procédés améliorés auront été mis au point;

- l'uranium enrichi sera cher, essentiellement parce que la demande en sera très grande et que les usines européennes commenceront juste à fonctionner;

(x) Agissant comme bureau d'études de B-A/CGE

- le recyclage de plutonium aura été largement éprouvé dans les réacteurs à eau légère et le plutonium commencera à être demandé par les réacteurs rapides.

Ces effets, qui sont indépendants de l'état d'avancement des différentes filières, décaleraient les positions économiques respectives des centrales HWR et LWR de quelques dixième de mill/kWh (par. 3.1.3.) au bénéfice des premières, toutes choses restant égales par ailleurs.

Si l'on suppose alors que, de plus, les dépenses nécessaires auront été faites pour amener une variante HWR à maturité en 1980 - c'est-à-dire à la compétitivité industrielle avec les LWR et les compétences techniques existent dans la Communauté pour ce faire - de décalage mentionné ci-dessus se transformerait en un avantage de quelques dixième de mill du coût de kWh HWR sur le coût du kWh LWR.

Un tel avantage n'est pas espéré des LMFBR avant 1995 selon les experts de l'EEI [37] moyennant des dépenses bien supérieures (un milliard de dollars au minimum entre 1970 et 1980 pour les USA).

Si l'on se rappelle d'autre part que le problème de la bonne utilisation du combustible serait traité de façon satisfaisante par une filière à eau lourde avec recyclage du plutonium (x), on est en droit de se demander si la désaffectation quasi-générale enregistrée actuellement vis-à-vis de l'eau lourde ne repose pas sur des bases exagérément conjoncturales.

(x) Pour ne considérer qu'une technologie du combustible en cours d'aboutissement et ne pas parler du thorium; voir par. 3.3.2.

6. Perspectives générales de la filière eau lourde; conclusions

Les conclusions peuvent être énoncées ainsi :

1. On enregistre actuellement une désaffection générale pour les réacteurs à eau lourde, y compris semble-t-il dans les pays en voie de développement; seuls, le Canada, et l'Inde à un moindre degré, font exception.
2. Cette désaffection s'explique, à court terme, par le fait que les centrales à eau légère sont, dans le contexte d'aujourd'hui généralement plus économiques que les centrales à eau lourde; ceci est d'autant plus vrai que les charges annuelles sur le capital sont plus élevées.

Cependant, dans un pays comme le Canada où les charges annuelles sont faibles (7% environ) vis-à-vis de celles des autres pays industrialisés, les centrales à eau lourde peuvent être compétitives avec les centrales à eau légère.

3. De plus, l'attrait économique actuel de la filière LWR a entraîné les grands pays industrialisés à s'intéresser à la production d'uranium enrichi afin de supprimer le monopole américain dans ce domaine.

L'indépendance et la sécurité d'approvisionnement ne serait, dès lors, plus liée pour ces pays à l'usage de l'Uranium naturel, qualité majeure de la filière HWR.

4. Le manque de maturité industrielle est essentiellement responsable des suppléments de coûts des centrales à eau lourde par rapport aux centrales à eau légère, tant en ce qui concerne les investissements que le coût de l'électricité.

C'est ainsi que le coût d'investissement spécifique d'une centrale à eau lourde à uranium naturel est actuellement supérieur de 40 à 50% à celui d'une centrale à eau légère dans la Communauté; cette situation est largement due à ce qu'il s'agit de centrales prototypes ou de commandes isolées; une centrale de filière à uranium naturel conserverait probablement cependant un coût d'investissement spécifique légèrement supérieur à celui d'une centrale à eau légère, pour des raisons inhérentes aux choix de l'eau lourde.

Le coût de l'électricité produite par une centrale HWR serait aujourd'hui supérieur de 20 % environ à celui de l'électricité produite par une centrale LWR, dans la Communauté. Si l'effort de promotion industrielle nécessaire était consenti, toutes choses restant égales par ailleurs, le coût de l'électricité HWR deviendrait probablement aussi attirant que le coût LWR.

5. L'industrie de la Communauté possède la compétence technique de base nécessaire pour construire de grande centrale HWR; cette compétence, acquise dans le cadre de différents programmes, n'a cependant pas entraîné de grandes réalisations en raison de la dispersion des efforts, paradoxalement encouragée par la richesse des possibilités conceptuelles de la filière eau lourde.
6. Les variantes de réacteurs à eau lourde offertes sur le marché international (Candu-PHWR, Siemens-PHWR, SGHWR) ne présentent plus d'incertitudes techniques importantes sauf peut être l'extrapolation à de très grandes tailles des PHWR Siemens; toutes refroidies à l'eau (légère ou lourde, sous pression ou bouillante), elles peuvent avoir certains problèmes en commun avec la filière à eau légère, comme les risques d'encrassement.

Leurs problèmes spécifiques sont dûs au refroidissement par l'eau lourde (problèmes d'étanchéité) et à l'usage de l'uranium naturel (problème du chargement du combustible pendant la marche de la centrale); la solution de ces problèmes ne devrait pas tarder grâce à l'expérience d'exploitation des prototypes déjà acquise.

La variante SGHWR, refroidie à l'eau légère et utilisant de l'uranium enrichi, se rapproche davantage, dans l'optique ci-dessus, de la filière LWR que de la filière HWR; (la modération à l'eau lourde n'a, en effet, jamais posé aucun problème).

Le comportement en pile des éléments combustibles a été, dans l'ensemble, satisfaisant; les performances atteintes sont représentatives de celles prévues dans les grandes centrales de puissance, contrairement à ce qu'on observe actuellement pour la filière LWR.

Le taux de combustible limité des combustibles à uranium naturel constitue de ce point de vue, un avantage et élimine les problèmes de matériaux rencontrés pour les autres filières, en particulier pour la filière à neutrons rapides.

7. Mise à part leur industrialisation, l'amélioration la plus importante pour les HWR serait une évolution vers les grandes tailles (de l'ordre de 1500 MWe) analogue à celle enregistrée pour les LWR; à un degré moindre, la mise au point de centrales HWR utilisant un cycle de vapeur surchauffée pourrait aussi diminuer le coût de l'électricité en accroissant le rendement thermodynamique; mais elle se heurte ou à des développements technologiques difficiles et incertains (alliages de Zr à haute température) ou à la nécessité de promouvoir une variante qui n'a pas donné encore lieu à des réalisations industrielles (variante à réfrigérant organique); enfin l'adoption de nouveaux cycles de combustible (plutonium avec make-up en uranium naturel ou particulièrement pour les PHWR à cuve, thorium) pourrait offrir des perspectives intéressantes à moyen et long terme, qui mériteraient d'être étudiées davantage.

Des changements du contexte économique favorables aux HWR concernant par exemple le prix de l'eau lourde, de l'uranium enrichi, du plutonium, les taux d'intérêts, entraîneraient des améliorations de la position économique des HWR par rapport aux LWR au moins du même ordre que les améliorations précédentes (ces effets sont évoqués au parag. 11.).

8. La présente désaffection pour les réacteurs à eau lourde, s'explique aussi, dans une perspective à long terme, par la confiance affichée aujourd'hui dans le double succès - technique et économique - des réacteurs surgénérateurs rapides, bien que rien ne permette de dire, à l'heure actuelle, si cette confiance trouvera sa justification.
9. L'engagement considérable des grands pays industrialisés dans la filière rapide, joint à des informations très insuffisantes jusqu'à une date récente sous estimant les disponibilités en gisements d'uranium industriellement exploitables, a focalisé l'attention sur la seule surgénération par neutrons rapides, liée à des valeurs du facteur de conversion supérieures à l'unité.

La surgénération par neutrons thermiques est ainsi pratiquement laissée de côté dans la Communauté, bien que plusieurs types de réacteurs dont les HWR, puissent y prétendre à des degrés divers en utilisant un cycle au thorium.

10. La surgénération proprement dite (facteur de conversion supérieur à l'unité) n'apparaît d'ailleurs pas nécessaire pour éviter à nos descendants un épuisement du combustible fissile d'origine naturelle, si ce n'est à partir d'une époque trop éloignée pour que des prévisions soient possibles.

Un système de réacteur HWR comportant un recyclage du plutonium - technologie qui devrait arriver rapidement à maturité dans le cadre du développement des LWR - permettrait d'améliorer de près d'un facteur 4 l'utilisation de la matière fissile bien avant l'avènement éventuel des réacteurs rapides.

11. La période est marquée, bien davantage que par le passé, par le manque d'argent.

A la lueur de l'expérience des dernières années et dans le contexte actuel, les constructeurs de la Communauté ne sont pas décidés à investir davantage dans la filière eau lourde.

Les producteurs publics ont une position analogue, par crainte de coûts initiaux excédentaires et de pertes d'exploitation.

Les pouvoirs publics financent lourdement la filière rapide et n'envisagent plus un effort en faveur de l'eau lourde qui manque aujourd'hui d'attrait économique.

Ces inconvénients étant précisément dûs au manque de maturité industrielle de la filière, on se trouve dans un cercle vicieux que, seule, la puissance publique pourrait rompre.

La stimulation nécessaire devrait être trouvée en évaluant les filières dans le contexte où elles devront vivre et non pas dans le contexte d'aujourd'hui, où seule l'une d'entre elles pourrait prétendre à la maturité.

A titre d'exemple, un tel contexte pourrait être caractérisé à moyen terme par une diminution de 30% du prix de l'eau lourde, une augmentation de 30 % du prix de l'uranium enrichi, un usage du plutonium largement répandu.

Ces caractéristiques, qui sont indépendantes de l'état d'avancement technologique des différentes filières, décaleraient les positions économiques respectives des centrales HWR et LWR de quelques dixièmes de mill/Kwh au bénéfice des premières, toutes choses restant égales par ailleurs.

Si l'on suppose alors que, de plus, les dépenses nécessaires auront été faites pour amener une variante HWR à maturité en 1980 - c'est-à-dire à la compétitivité industrielle avec les LWR et les compétences techniques existant dans la Communauté pour ce faire - le décalage mentionné ci-dessus se transformerait en un avantage de quelques dixièmes de mill du coût du Kwh HWR sur le coût du Kwh LWR.

Un tel avantage n'est pas espéré des LMFBR avant 1990 selon les experts de l'EEI américain moyennant des dépenses bien supérieures.

Si l'on se rappelle d'autre part que le problème de la bonne utilisation du combustible serait traité de façon satisfaisante par une filière à eau lourde avec recyclage du Plutonium (ou encore mieux, du point de vue technique, avec le thorium), on est en droit de se demander si la désaffectation quasi-générale enregistrée actuellement vis-à-vis de l'eau lourde ne dépend pas exagérément de la conjoncture du moment.

Références

- [1] R.D. Page "Engineering and performance of Canada's UO_2 fuel assemblies for heavy water reactors" AECL-2949, 1967²
- [2] "Douglas Point Nuclear Power Station"
Can. Nucl. Tech., Nov.-Dec. 1967, p. 31
- [3] C.L. Moon "Pickering Generating Station"
Nucl. Eng. Int., June 1970, p. 501
- [4] J.L. Grayand, C.L. Moon "Heavy Water Moderated Nuclear Power Reactors" AECL-3660, June 1970
- [5] G.R. Fanjay and A.S. Bain "Pickering. Fuel and Fuel-cycle"
Nucl. Eng. Int., June 1970, p. 514
- [6] W.B. Lewis and J.S. Foster "Canadian operating experience with heavy water power reactors"
AECL-3569, August 1970
- [7] L.R. Haywood "Status of heavy water moderated reactors"
AECL-3558, February 1970
- [8] D.L.S. Bate "The evolution of Candu-PHW power reactors in Canada" Nuclex, October 1969
- [9] H.J. Kraus "Experience with the MZFR nuclear power station" SM 99/25, Symposium Vienna, 11-15 September 1967
- [10] H. Stehle "Erfahrungen mit MZFR- und KWO- Brennelementen" Reaktortagung des Deutschen Atomforums, 20-22.4. 1970
- [11] H.P. Schabert, R. Weber "Operating performance of the MZFR on-load fuelling machine"
SM 127/25, Symposium Prague, 10-14.11.1969
- [12] J. Moore "Technological status of the steam generating heavy water reactor"
SM 140/13, Symposium Oslo, October 1970
- [13] "Some engineering aspects of the Winfrith steam generating heavy water reactor"
Symposium London, 18.5.1967
- [14] H. Cartwright "The design of the steam generating heavy water reactor"
TRG Report 1586 (R), Symposium Vienna, 11-15.9.1967
- [15] D.G. Hurst "Outlook for Candu reactors"
AECL-3553, January 1970
- [16] G. Bergström et al. "Marviken power station"
Nucl. Eng. Int., July 1969, p; 561
- [17] P.H. Margen "Marviken- background to the decisions"
Nucl. Eng. Int., June 1970
- [18] Nucl. Eng. Int. June 1970

- [19] Divers articles sur le MZFR, Atomwirtschaft Juli/August 1965, p. 330 - 392
- [20] G.B. Herzog and K.J. Sauerwald "Atucha nuclear power station" Nucl. Eng. Int., June 1969, p. 485
- [21] R. A. Stüger "Large Size heavy water power reactor with prestressed concrete pressure vessel" SM 9918, Symposium Vienna, 11-15 Sept. 1967
- [22] R.A. Stüger "Druckwasserreaktoren mit Natururan- und Thorium-Brennstoffzyklen" Nuclex, October 1969.
- [23] B. Huber "Cuves en acier et puissance unitaire du réacteur à eau lourde pressurisée" EUR 4363 f, 1970
- [24] G.A. Pon "Candu-BLW-250" SM 99132, Symposium Vienna, 11-15 sept. 1967
- [25] "Progress and activities". Publication du CNEN, 15 février 1970
- [26] "EL-4 - an advanced natural uranium reactor" Nucl. Eng., Sept. 1963, p. 312
- [27] H.J. Preuss "Technische Merkmale des Kernkraftwerks Niederaichbach" BWK, Juni 1968, p. 251
- [28] Financial Times, May 21, 1970 and Nucl. Eng. Int., June 1970 p. 473
- [29] J.C. Leny "Le projet ORGEL : 1959-1969" Energie Nucléaire, Septembre Octobre 1970, p. 406
- [30] "Perspectives actuelles du programme de réacteurs à eau lourde aux U.S.A." A.N. Tardiff et R.W. Barber, SM-99/60, IAEA Symposium on HWR Vienne 1967.
- [31] "Results and Conclusions of the U.S. HWOCR program" by C.L. Storrs and C.A. Trilling, SM-99/58, IAEA Symposium on HWR.
- [32] "Concours prototype ORGEL" Rapport EUR 4488 f
- [33] Lettre de M. Mooradian à M. Caprioglio du 11 novembre 1970
- [34] "Prospettive tecnico-economica e prevedibili evoluzioni del ciclo dei combustibili nucleari" A.M. Angelini, Energia Nucleare, Vol.16 N° 3, Mars 1969
- [35] "Comparaison des réacteurs à uranium naturel aux réacteurs à uranium enrichi de type éprouvé" C. Pleinevaux, projet de note au C.S.T., 27 mai 1970
- [36] "Statistische Übersicht der Bauzeit, Verfügbarkeit und Produktion der Kernkraftwerke der Welt im Vergleich mit konventionellen Wärmekraftwerken". M. Siebker, Tagungsbericht, Reaktortagung, Berlin 20.-22.4.70. Deutsches Atom Forum.

- [37] Report of the E.E.I. reactor assessment panel, Edison Electric Institute Publication No 70.30 7 C-4/70
- [38] Siemens A.G., private communication, 21.2.1970
- [39] Calcul d'après une communication privée, EDF, 14.10.1970
- [40] Power cost normalisation studies. Civilian Power reactor programme Sargent & Lundy - S.L. 1674-Jan. 1960
- [41] Nuclear power fast becoming economic, April 1960 - Nucleonics 72
- [42] Andriot - Gaussens; "Cycles de combustibles" Genève 1958 A/CONF.15/P.1197
- [43] H. Michaelis, M. Willems: "Mission d'information sur les aspects technico-économiques de l'énergie nucléaire aux USA" Eur/C/4913/66f Economic data sent by the Rand Co.
- [44] J.A. Lane a. o. "Comparative evaluation of the performance and economics of D2O reactors " Symposium on HWR, IAEA-Vienna, sept. 11-15, 1967
- [45] P. Sporn, 1964
- [46] G.A. Pon, R.L. Beck - "Economic comparison of Oyster Creek, Nine Mile Point and Candu - type stations under Canadian conditions" AECL-1985- paper presented at the CNA meeting - Toronto, May 1964.
- [47] Report of the CEEB partially published in "Notiziario del CNEN", Oct. 1969
- [48] _____
- [49] Revue de l'A.T.E.N., Janv./Février 1969, No 75
- [50] "Le rôle de l'énergie nucléaire dans la couverture des besoins futurs en énergie", M. Mandel, Revue française de l'Energie 1969, Tome 21 No 216
- [51] "U.K. program for nuclear power" p. 262, 2e Conf. de Genève
- [52] "Situation de l'approvisionnement en combustibles nucléaires" Publication des Communautés Européennes Série Energie, No 3, Bruxelles 1970
- [53] "Calcul des ressources mondiales d'uranium" par J. Brinck, Bulletin de la Communauté Européenne de l'énergie atomique, décembre 1967, Vol. VI, no 4.
- [54] P.H. Margen "The role of HWR in the utilization of long term of fuel resources" Paper SM 99/41, Symposium on HWR, IAEA, Vienna 11-15 Sept. 1967.
- [55] "Problèmes et perspectives de l'uranium naturel", exposé de M. Mabile, colloque des producteurs d'uranium naturel de la Communauté, Ispra 18/19 juin 1970.

- [56] "Potential demand for nuclear power in developing countries"
by J. Tom. Roberts, IAEA/SM/140/32
- [57] "Prospects of intermediate size power reactors" by M.A. Khan
- [58] "Canadian experience in the international market", by R.T. Fortune
- [59] "An evaluation of HWR and LWR reactors as a suitable energy source
for developing countries" by H. Märkl and W. Hünlich
- [60] "U.K. reactors available for commercial operation in the output
range up to 500 MWe" by G.R. Bainbridge, A. Parry, J.A. Marques
de Souza, IAEA/SM 140/14.
- [61] "Influence of nuclear energy on the development of Brazil",
by W.P.S. Lepecki, IAEA/SM 126/24.
- [62] "Prospects of nuclear energy in countries with restricted capital
and foreign currency", IAEA/SM 126/26, A. Boettcher, H. Krämer,
K. Wagemann.
- [63] "The futur of nuclear business in Canada", by L.R. Haywood, AECL
3367, June 1969
- [64] "The project of advanced thermal reactor in Japan" by S. Aoki, paper
SM 99/16, IAEA meeting on HWR, Vienna 11-15 Sept. 1967
- [65] "Design of self-sustaining reactor, heavy water moderated, boiling
light water cooled" by S. Sawai, S. Yasukawa, W. Shinoda, paper
SM 99/16, IAEA Symposium on HWR, Vienna, 11-15 Sept. 1967.
- [66] Atoms in Japon, Dec. 1970, Vol. 14, no 12.
- [67] Canada Nucléaire, Vol. IX, no 11, dec. 1970
- [68] "Gentilly - a not so gentle push for Candu"
Nuclear Canada - December 1970
- [69] W. Oldekopp "Der Schwerwasserreaktor als Thoriumbrüter"
Atomwirtschaft, Juni 1966, p. 316
- [70] F. Lafontaine et al. "Performances d'un réacteur ORGEL alimenté
au thorium" SM 99/44, symposium Vienne, 11-15 septembre 1967
- [71] W.B. Lewis "Super Converter or Valubreeder - a near-Breeder
Uranium-Thorium nuclear fuel cycle".
AECL-3081, May 1968.
- [72] A.R. Bancroft and H.K. Ray "Heavy water production by amine - hydro-
gene exchange"
AECL-3684, August 1970
- [73] S.H. Russell "Economics of heavy water management"
Symposium Turin, 30 sept. - 10. Oct. 1970
- [74] G.L. Brooks and G.A. Pon "Conceptual design of a natural Uranium
boiling light water reactor"
AECL-2211, March 1965.
- [75] N. Finkelburg et al. "Heavy Water Reactors. State of progress
and development problems". Nucl. Eng.: June 1966, P- 452

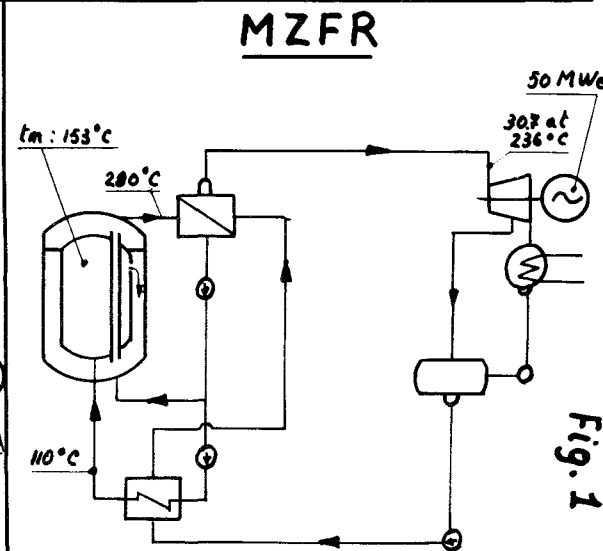
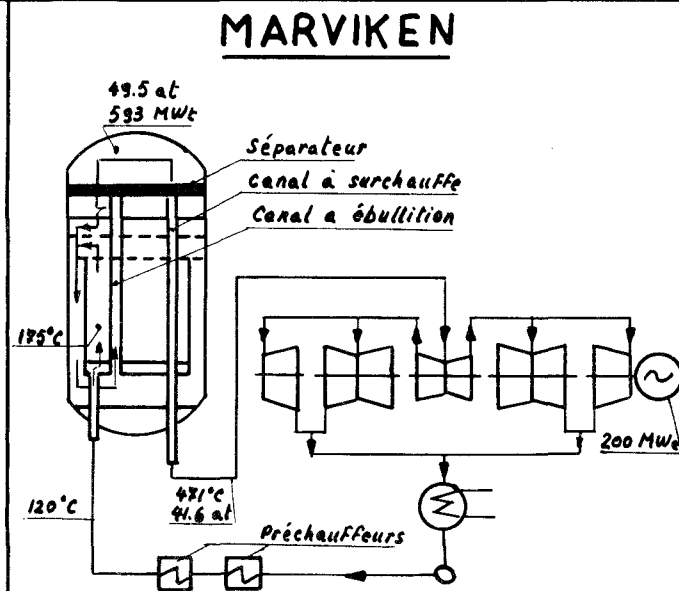
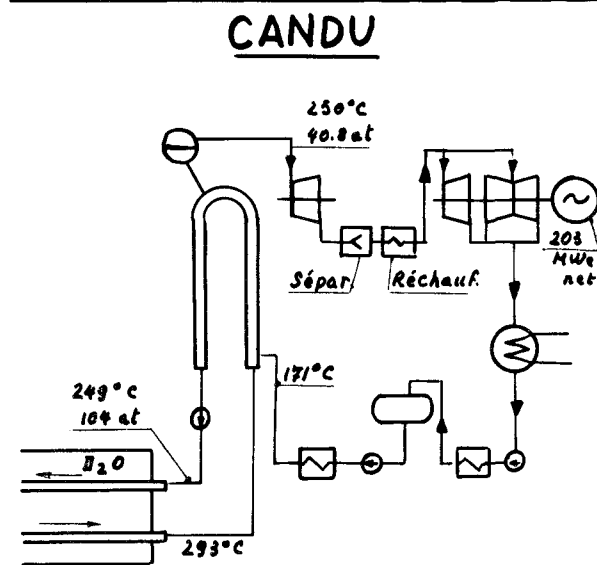
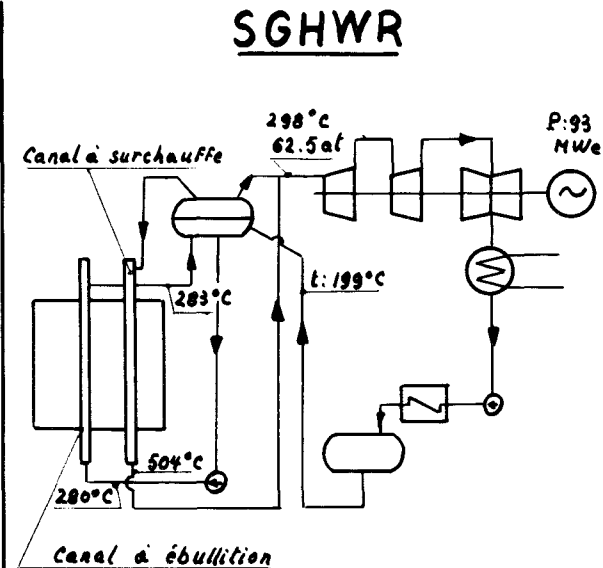
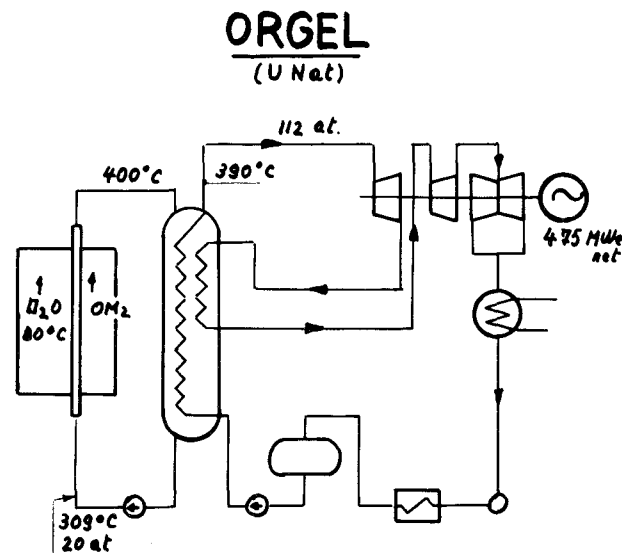
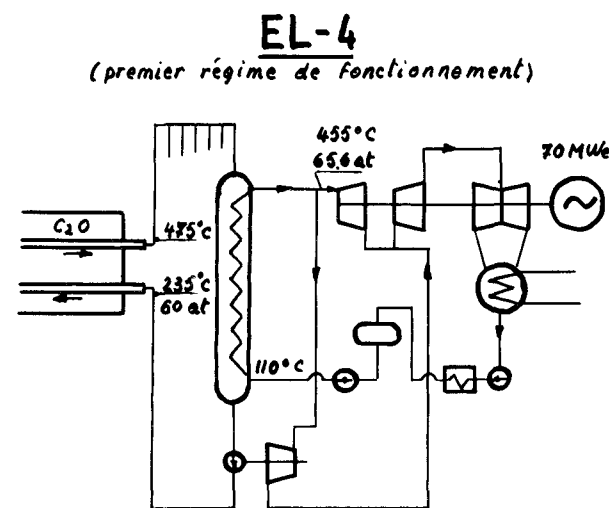


Fig. 1

Fig. 2

Fonctionnement des centrales MZFR, Douglas Point

et Winfrith - SGHWR


Définition: Coefficient de charge = production brute d'électricité
(puissance électrique brute nominale x durée de l'interva

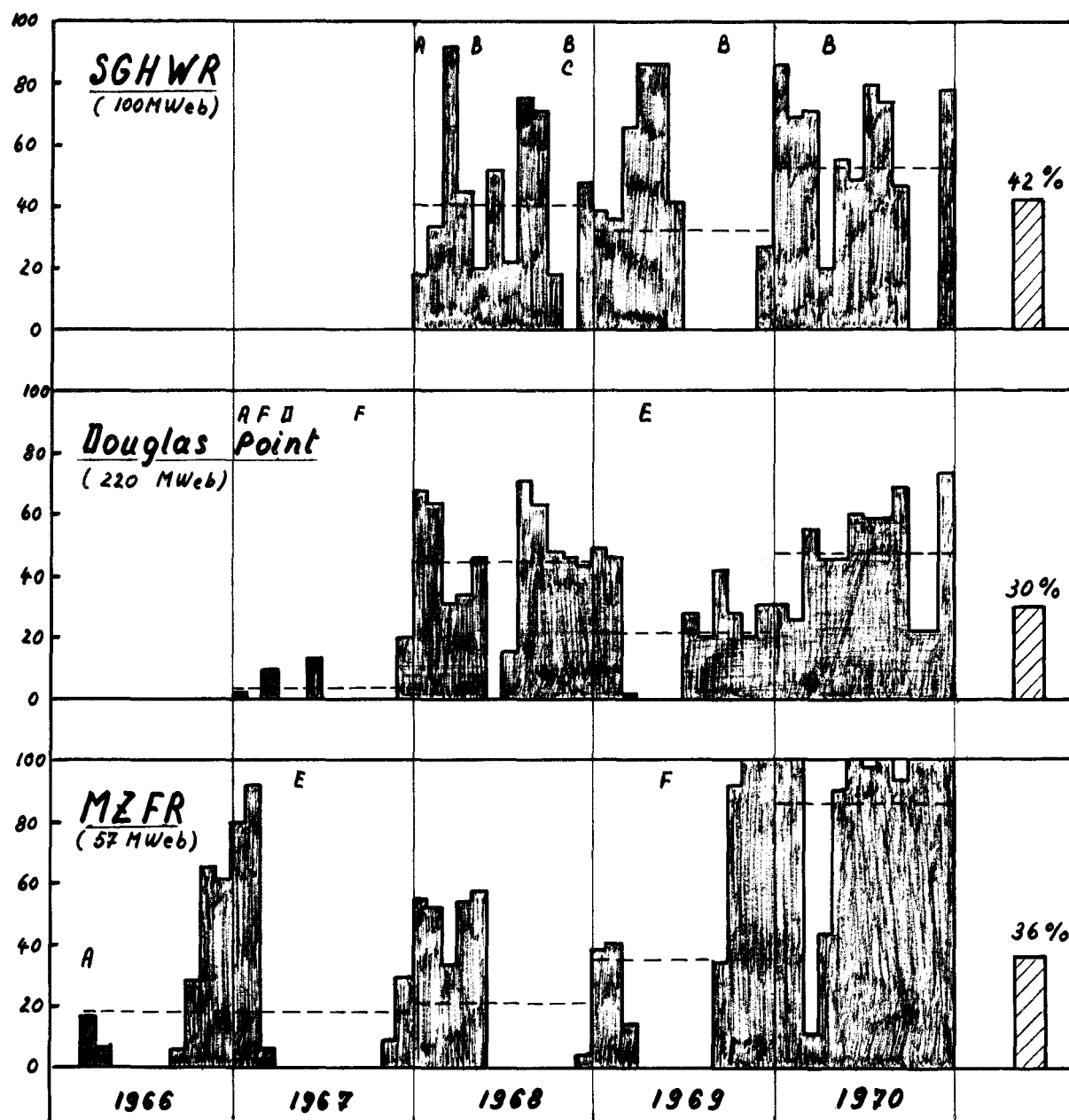
Légende :

- A = mise en service
- B = modifications et inspections
- C = défaillance combustible
- D = perforation du tube de calandre
- E = incident de chargement
- F = défaillance pompes principales

Coefficient de charge mensuelle

Coefficient de charge annuelle : ---
(1966 : 10 mois)

Coefficient de charge totale : 
(du démarrage au 30-11-70)



- I. Candu - PHW (D_2O contenu dans les circuits remplis à froid) [73]
- II. Comme I mais modérateur seulement
- III. Siemens - PHWR à cuve en acier [36]
- IV. Siemens - PHWR à cuve en béton [21]
- V. Candu - BLW [24] [74]
- VI. SGHWR [60]
- VII. ATR [65]

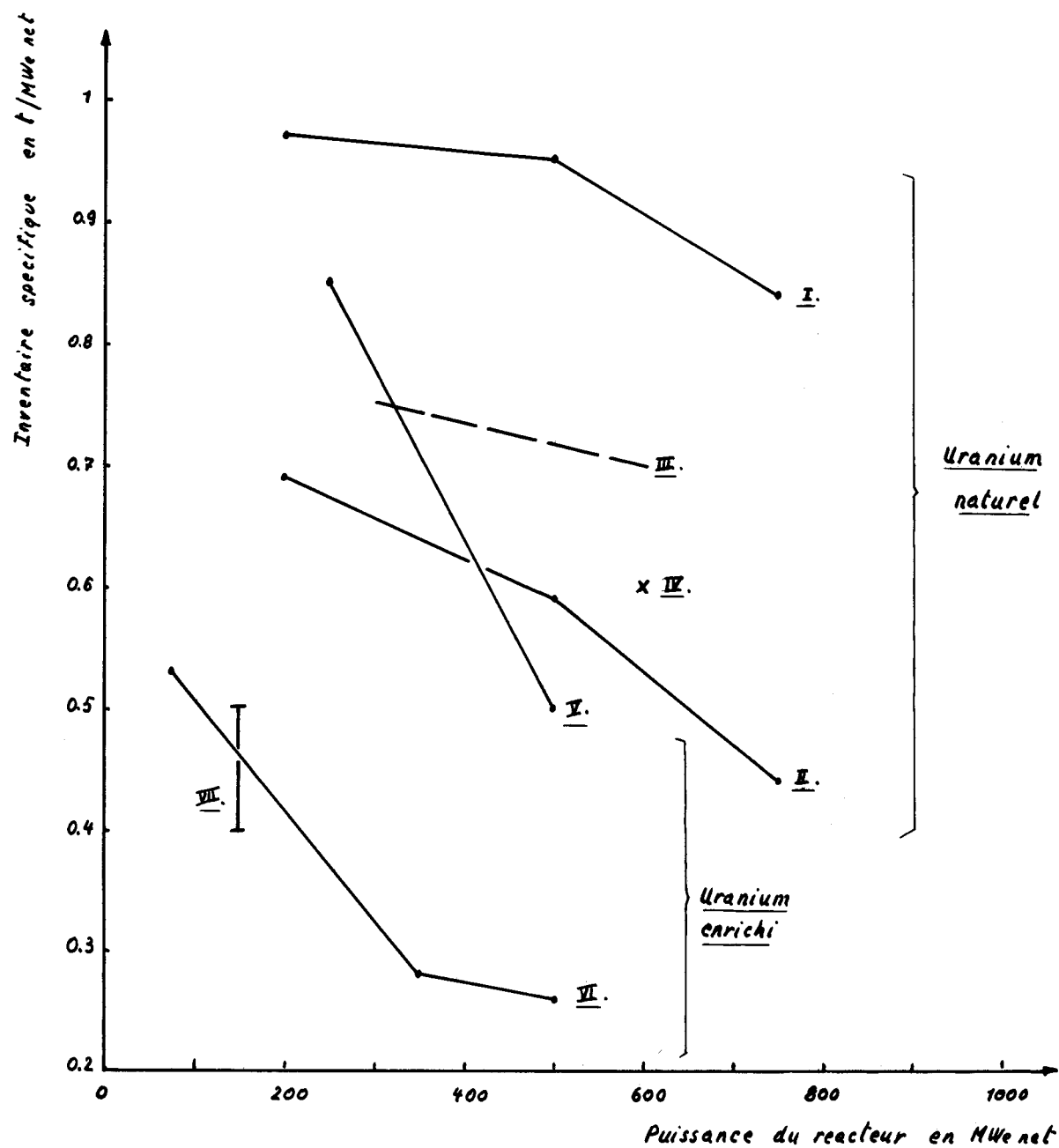
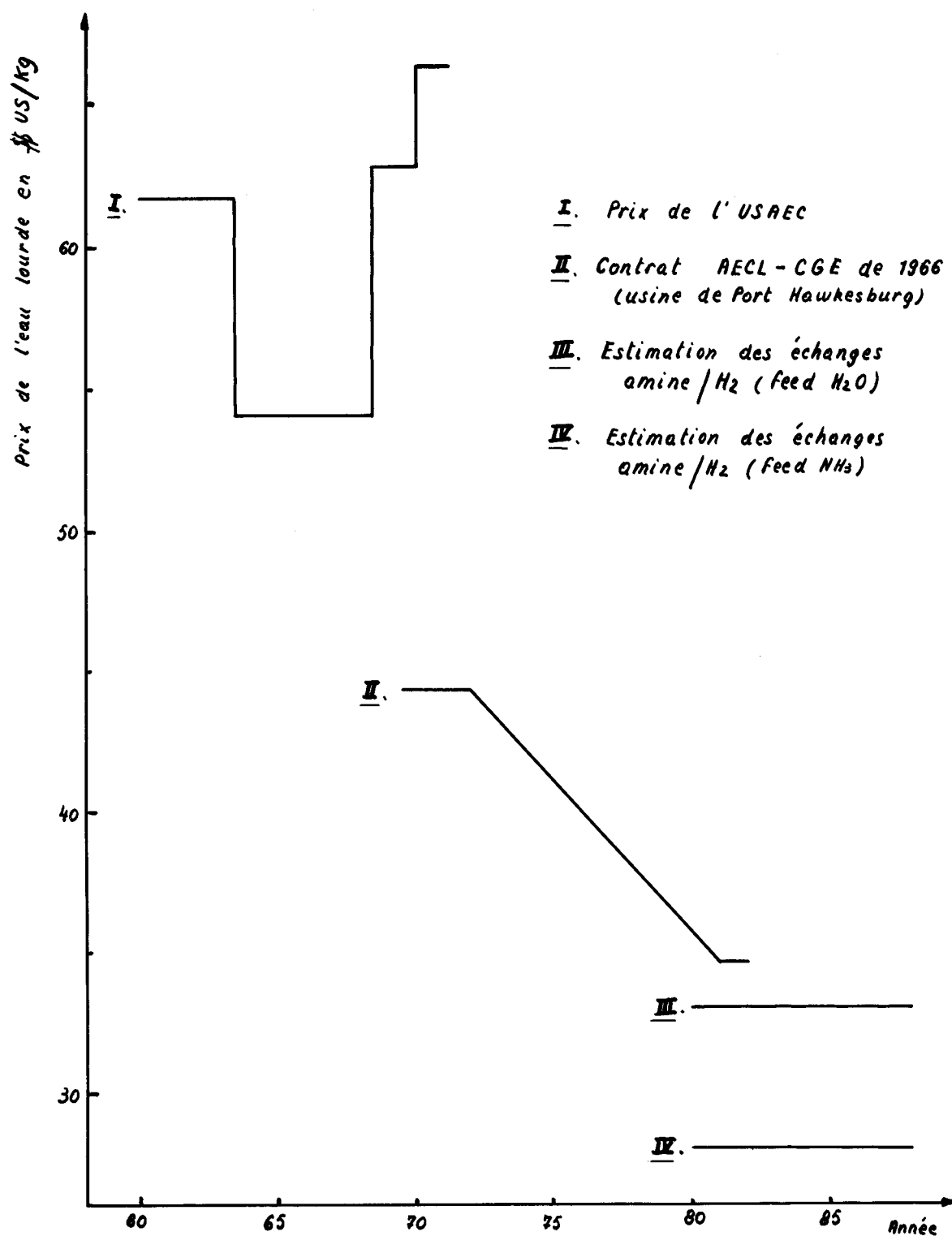


Fig. 2 bis Inventaire en eau lourde des différentes filières

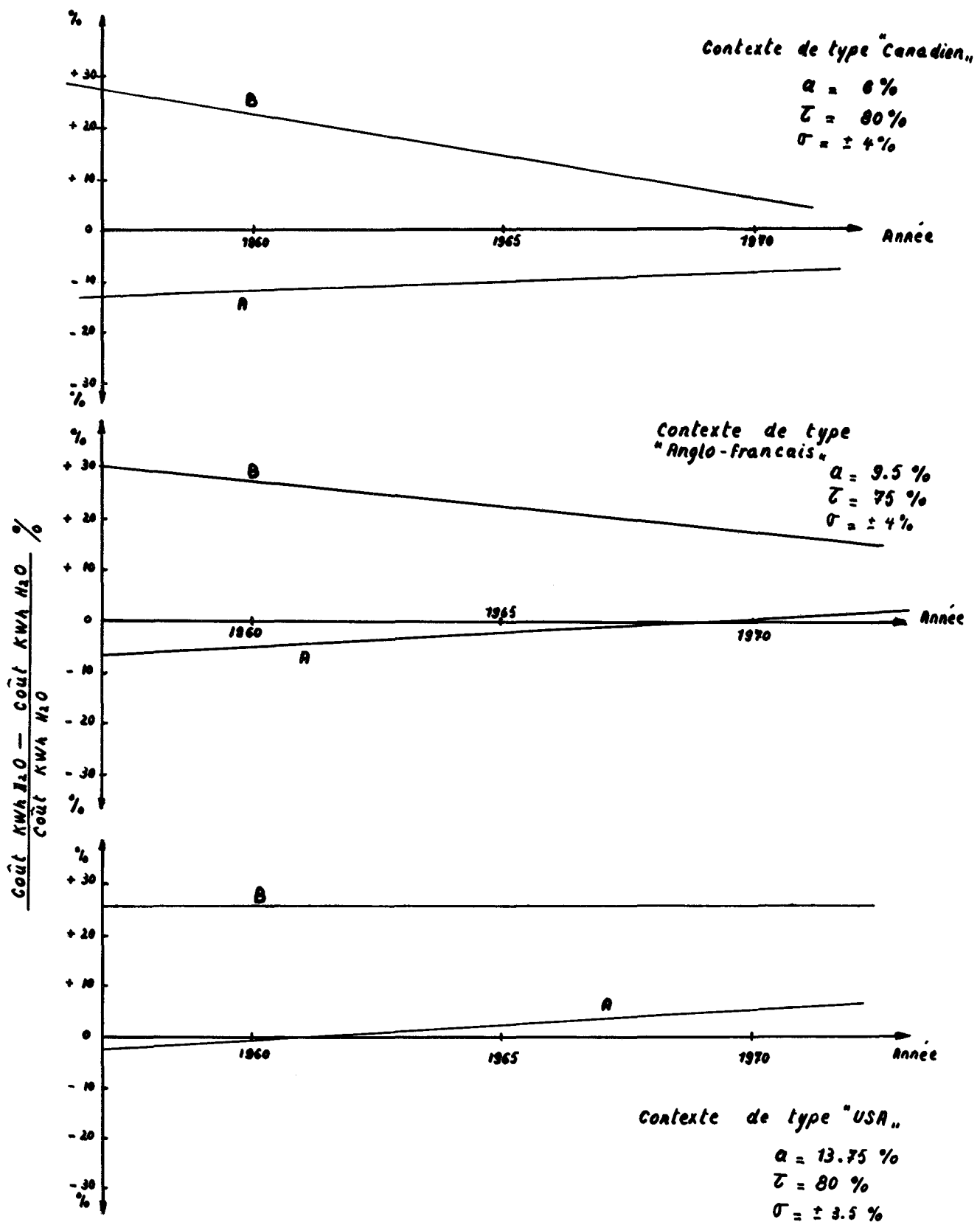


Remarque : Les prix très voisins à I sont généralement aussi adoptés pour les marchés auxquels l'USAEC n'était pas vendeur.

Fig. 2 ter. Evolution du prix de l'eau lourde

Evolution de l'écart estimé (en %) entre les coûts du KWhc
fourni par les centrales nucléaires à "Eau Lourde" et à
"Eau Légère" ; influence du contexte national.

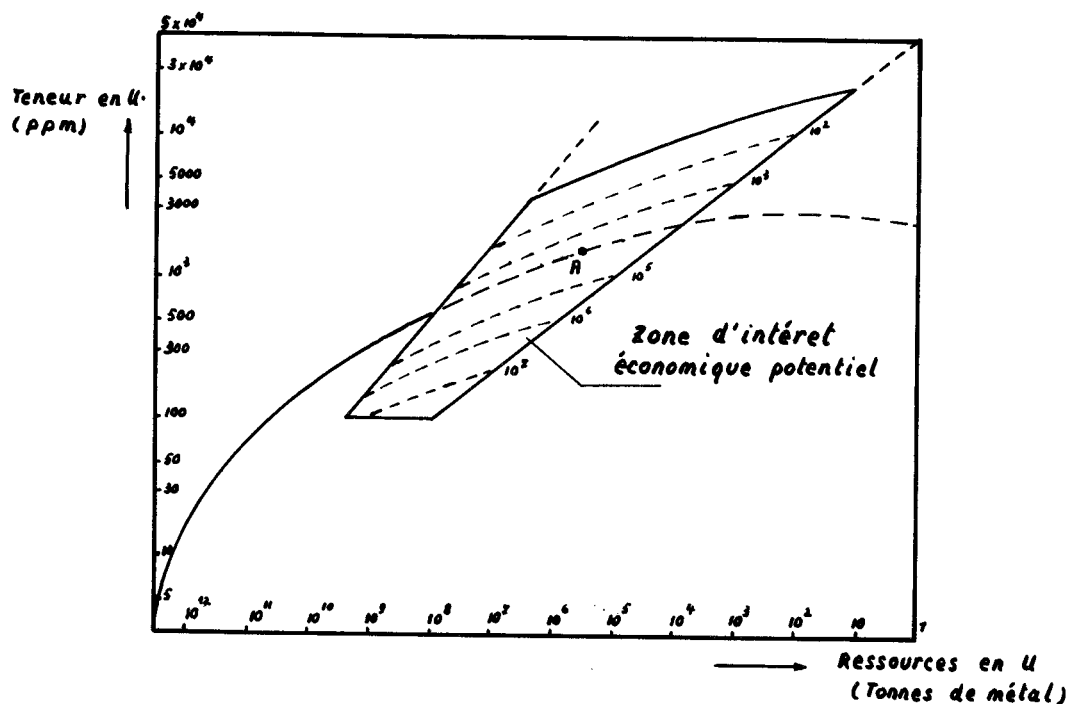
Fig. 3



A : prix de tendance
B : prix actuel
 α : charge annuelle sur le capital
 τ : facteur de charge de la centrale

σ : écart standard des prix
(valeur absolue)

Fig. 4

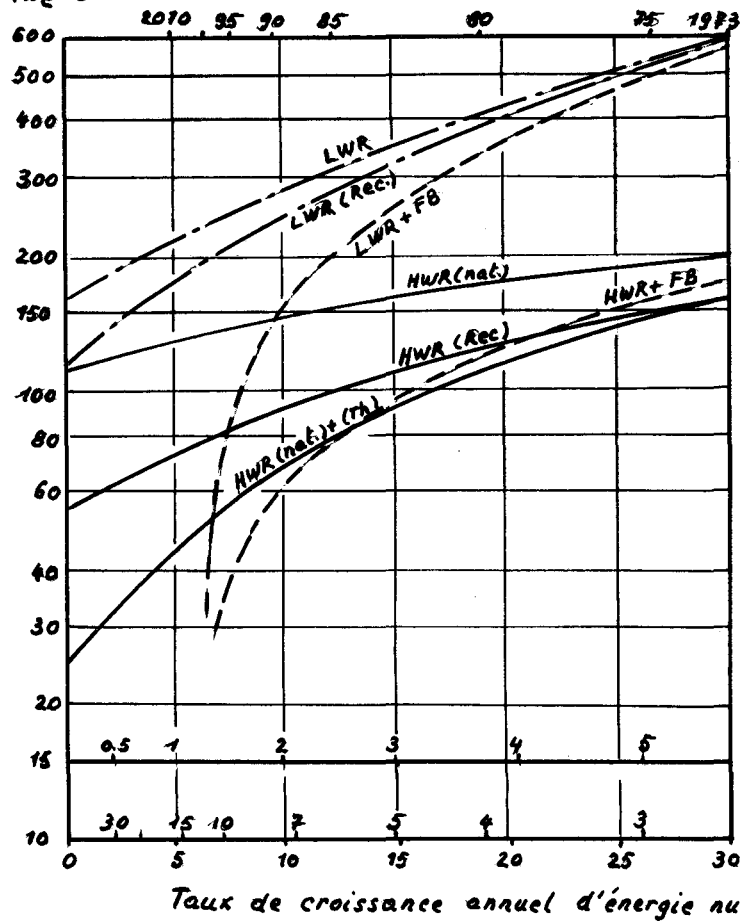


Estimation des ressources d'uranium minimales dans la
tranche supérieure (épaisseur : 2,5 Km) de la croûte terrestre
 (d'après référence 53)

NOTE : L'expérience montre que les concentrations d'un élément dans l'écorce terrestre tendent à se répartir suivant un schéma de distribution donné (loi log. normale); le graphique donne toutes les réserves d'uranium possibles en fonction de leur teneur métallique moyenne par dépôt et de leur concentration, calculées d'après la loi ci-dessus, à partir des réserves totales d'uranium 1967 "à vue" prises comme référence (point A : ressources du monde libre : 500 000 T; teneur moyenne du dépôt en U métal : 4 000 T; concentration en U : 1 500 ppm).

Fig.5

Besoins Unat.
g/KWe-a



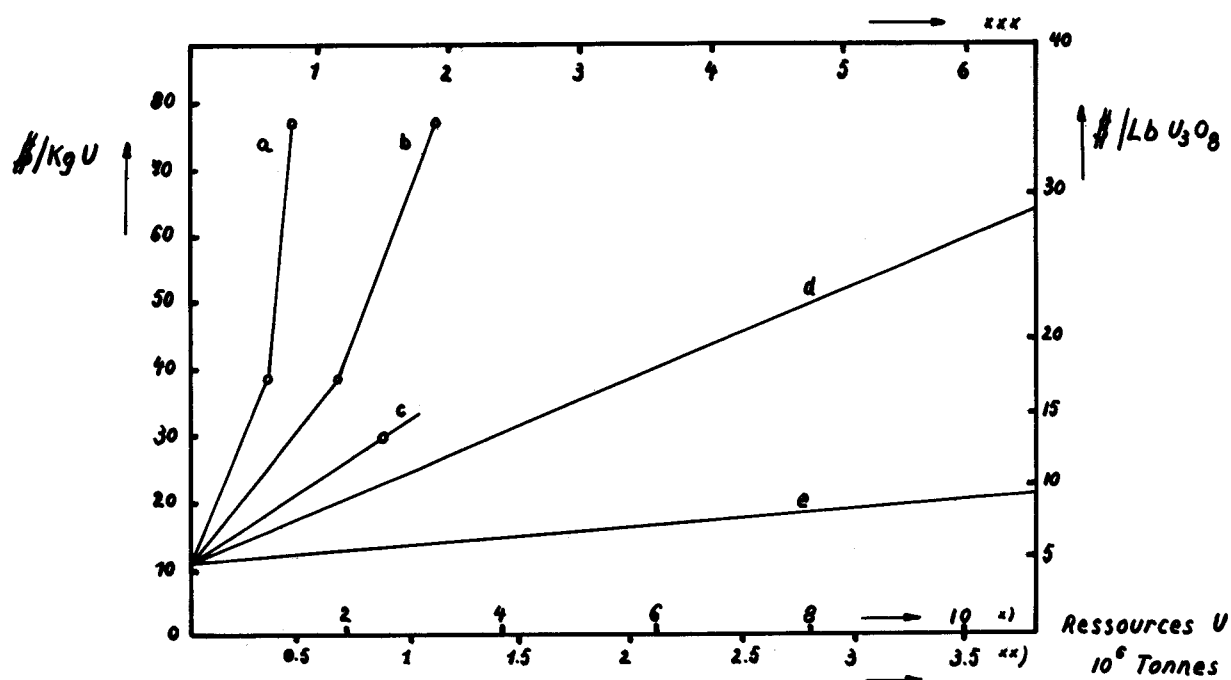
Année correspondante
aux taux de croissance
indiqués
(estimé en 1967 pour
l'Europe de l'ouest)

Rapport des temps de
doubl. FB/énergie nucl.

[a] Temps de doublement
d'énergie nucléaire

Besoins en Uranium naturel
d'un système de réacteurs nucléaires en expansion
(facteur de charge 0.7)

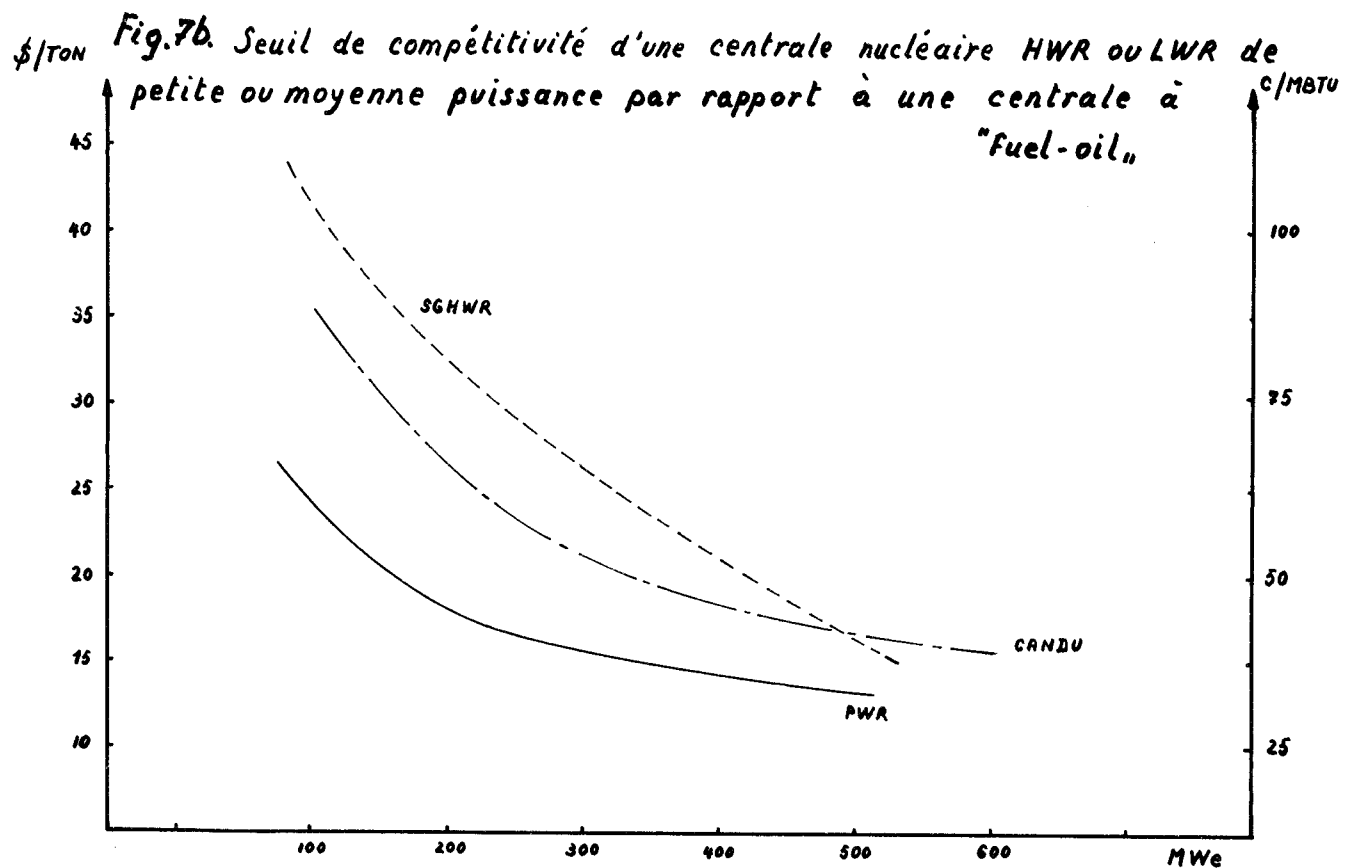
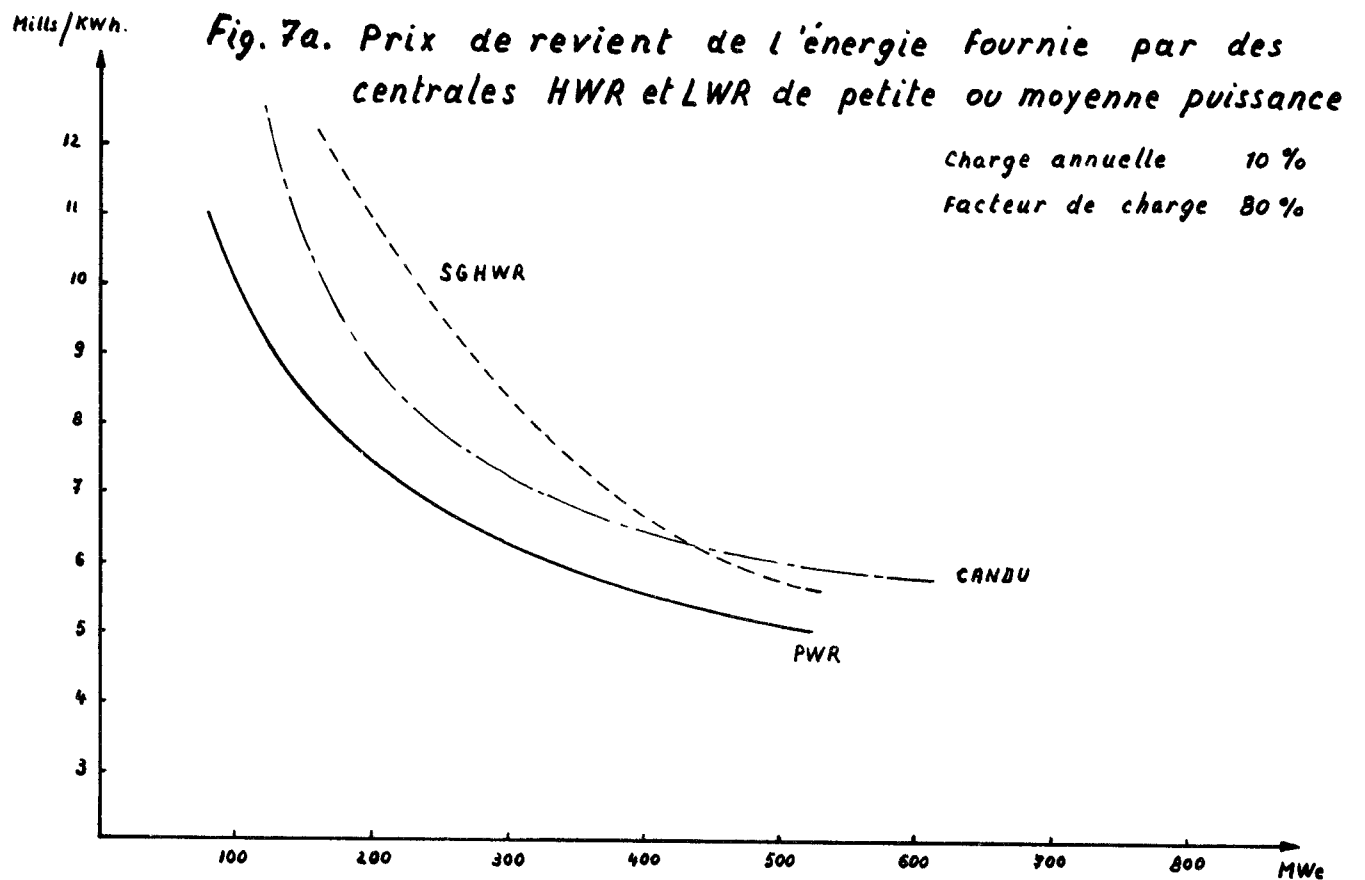
Fig. 6



Evolution du coût de l'Uranium
en fonction des ressources intégrées
(d'après référence 54)

- (a) Ressources raisonnablement assurées; "World uranium and thorium resources", ENEA report, 1965.
- (b) Ressources raisonnablement assurées plus ressources additionnelles possibles dans des contrées où quelques efforts de prospection ont été faits; ENEA report 1965.
- (c) Courbe suggérée par "Current status and future potential of LWR" WASH 1082 1968. On notera la remarque p.5-68 "the outstanding fact is that what is known today about us uranium resources is almost entirely a product of work done in the 1950".
- (d) Courbe type utilisée dans les calculs de la référence [54] (1967).
- (e) Courbe type utilisée dans le présent rapport et suggérée par les références [52] [55] [37], 1970.

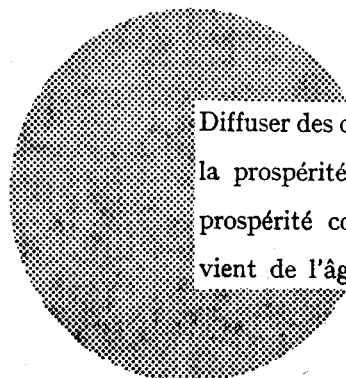
Note : * Monde, URSS et républiques associées, Chine exclues.
 ** Europe de l'ouest = Communauté + reste Europe de l'Ouest
 = 0,2 (monde) + 0,1 (monde)
 *** USA = 0,6 x (monde)



AVIS AUX LECTEURS

Tous les rapports scientifiques et techniques publiés par la Commission des Communautés européennes sont signalés dans le périodique mensuel «euro-abstracts». Pour souscrire un abonnement (1 an : FB 1025) ou recevoir un numéro spécimen, prière d'écrire à :

**Office de vente des publications officielles
des Communautés européennes
Case postale 1003
Luxembourg 1
(Grand-Duché de Luxembourg)**



Diffuser des connaissances c'est distribuer de la prospérité — j'entends la prospérité collective et non la richesse individuelle — et cette prospérité contribue largement à la disparition du mal qui nous vient de l'âge des ténèbres.

Alfred Nobel

BUREAUX DE VENTE

Tous les rapports publiés par la Commission des Communautés Européennes sont vendus dans les bureaux suivants, aux prix indiqués au verso de la première page de couverture. Lors de la commande, bien indiquer le numéro EUR et le titre du rapport qui figurent sur la première page de couverture.

OFFICE DES PUBLICATIONS OFFICIELLES DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

Case Postale 1003 - Luxembourg 1
Compte chèque postal N° 191-90

BELGIQUE — BELGIË

MONITEUR BELGE
Rue de Louvain, 40-42 - B-1000 Bruxelles
BELGISCH STAATSBLAD
Leuvenseweg 40-42 - B-1000 Brussel

DEUTSCHLAND

VERLAG BUNDESANZEIGER
Postfach 108 006 - D-5 Köln 1

FRANCE

SERVICE DE VENTE EN FRANCE
DES PUBLICATIONS DES
COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES
rue Desaix, 26 - F-75 Paris 15^e

ITALIA

LIBRERIA DELLO STATO
Piazza G. Verdi, 10 - I-00198 Roma

LUXEMBOURG

OFFICE DES
PUBLICATIONS OFFICIELLES DES
COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES
Case Postale 1003 - Luxembourg 1

NEDERLAND

STAATSDRUKKERIJ
en UITGEVERIJBEDRIJF
Christoffel Plantijnstraat - Den Haag

UNITED KINGDOM

H. M. STATIONERY OFFICE
P.O. Box 569 - London S.E.1

Commission des
Communautés Européennes
D.G. XIII - C.I.D.
29, rue Aldringen
L u x e m b o u r g